



ITS
Institut
Teknologi
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - TE 141599

**EVALUASI KEANDALAN PADA SISTEM 150 KV
DI WILAYAH JAWA TIMUR DENGAN
MENGUNAKAN METODA CUMULANT**

Frans Budiman
2214 105 048

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



FINAL PROJECT -TE 141599

**EVALUATION OF POWER SYSTEM
RELIABILITY IN EAST JAVA 150 KV POWER
SYSTEM USING CUMULANT METHOD**

Frans Budiman
2214 105 048

Counsellor Lecturer
Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

ELECTRICAL ENGINEERING
Faculty of Technology Industry
10 November Technology of Institute
Surabaya 2016

**EVALUASI KEANDALAN PADA SISTEM 150 KV DI WILAYAH
JAWA TIMUR DENGAN MENGGUNAKAN METODA
CUMULANT**

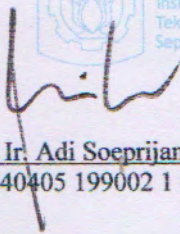
TUGAS AKHIR

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga
Jurusan Teknik Elektro
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

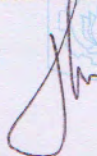
Menyetujui :

Dosen Pembimbing I



Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
NIP. 19640405 199002 1 001

Dosen Pembimbing II



Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP. 197411292000121001



EVALUASI KEANDALAN PADA SISTEM 150 KV DI WILAYAH JAWA TIMUR DENGAN MENGUNAKAN METODA CUMULANT

Frans Budiman
2214 105 048

Dosen Pembimbing I : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dosen Pembimbing II : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

Abstrak :

Setiap unit pembangkit disebuah sistem tenaga listrik berfungsi untuk menyediakan listrik agar permintaan beban dapat terlayani. Setiap waktu unit pembangkit dapat mengalami gangguan sehingga tidak dapat beroperasi. Jika gangguan terjadi secara bersamaan pada unit pembangkit yang besar, maka terdapat kemungkinan daya tersedia dalam sistem tenaga listrik berkurang sedemikian besar sehingga sistem tidak mampu melayani beban. Perubahan beban sepanjang waktu dan cadangan daya yang tersedia akan mengakibatkan *forced outage*, kondisi ini karena terjadi beban puncak.

Pada tugas akhir ini akan dibahas mengenai keandalan sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur dengan menggunakan metode cumulant untuk mengetahui nilai prediksi LOLP (*Loss Of Load Probability*). Metode Cumulant adalah metode yang menghimpun akumulasi dari kombinasi beberapa unit pembangkit dalam mensuplai kebutuhan beban yang fluktuaktif. Dari hasil simulasi menggunakan excel diperoleh bahwa nilai prediksi LOLP dari sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur adalah 0,734551753 hari/tahun. Nilai prediksi ini masih belum memenuhi standar internasional 0,25 hari/tahun, tetapi sudah memenuhi standar PLN yaitu 1 hari/tahun untuk Wilayah Jawa-Bali.

Kata kunci : *Forced Outage*, *Loss Of Load Probability*, dan Metode Cumulant

Halaman ini sengaja dikosongkan

EVALUATION OF POWER SYSTEM RELIABILITY IN EAST JAVA 150 KV POWER SYSTEM USING CUMULANT METHOD

Frans Budiman
2214 105 048

Dosen Pembimbing I : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT.
Dosen Pembimbing II : Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.

Abstract :

Each generating unit in electrical power system is function to provide electricity, in order to the load demand can be served. Every time generating unit can be impaired, so that it cannot operate. If interference occurs simultaneously on large generating units, then there is a possibility of power available in the power system reduced, so great that the system is not able to serve the load. Load change over time and backup power available would result in a forced outage, the condition is due to the peak load.

In this final project will be discussed regarding the reliability of 150 kV system in East Java, by using cumulant method to determine the predictive value LOLP (Loss of Load Probability). Cumulant method is a method that collect the accumulation of a combination several generating units to supply the needs of load fluctuate. From the simulation results obtained that using excel LOLP the predictive value of 150 kV system in East Java is 0.734551753 days / year. The predictive value still does not meet international standards of 0.25 days / year, and it's already meet the standards i.e. PLN 1 day / year for the Java-Bali region.

Keywords : *Forced Outage, Loss Of Load Probability, and cumulant method*

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur alhamdulillah penulis panjatkan kehadiran Allah SWT atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul “*Evaluasi Keandalan Pada Sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur Dengan Menggunakan Metode Cumulant*”.

Penulis menyadari bahwa selama proses penyusunan tugas akhir ini mengalami kendala-kendala, namun berkat nasihat, bimbingan, bantuan dari berbagai pihak dan berkah dari Allah SWT sehingga semua kendala yang ada dapat diatasi oleh penulis. Dalam kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

1. Allah SWT yang telah melancarkan semua urusan saya dalam pengerjaan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua saya, Bapak Suyatno dan Ibu Warsi yang senantiasa memberikan dukungan, motivasi, nasehat dan doanya selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
3. Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT. selaku Dosen Pembimbing I serta Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT., selaku Dosen Pembimbing II yang telah memberikan arahan, saran serta bimbingan kepada penulis selama pengerjaan Tugas Akhir dan selama perkuliahan di Teknik Elektro.
4. Teman-teman S1 Lintas Jalur Ganjil 2014 yang selalu memberikan motivasi dan semangat yang sangat besar bagi penulis.
5. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan, yang juga memberikan banyak dukungan selama proses penyelesaian tugas akhir ini.

Dalam menyusun Tugas Akhir ini, penulis berharap semoga nantinya tugas akhir ini bermanfaat jikapun ada kekurangan, saran serta kritik penulis harapan, terima kasih.

Surabaya, 24 Juni 2016

Frans Budiman

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR ISI

ABSTRAK	i
ABSTRACT	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vii
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	1
1.3 Batasan Masalah.....	1
1.4 Tujuan	2
1.5 Metodologi.....	2
1.6 Sistematika Pembahasan.....	3
1.7 Relevansi.....	3
BAB II KEANDALAN DENGAN METODE CUMULANT	5
2.1 Konsep Keandalan.....	5
2.1.1 Keandalan dan Gangguan Sistem Tenaga Listrik .	5
2.1.2 Daya Tersedia Dalam Sistem Tenaga Listrik	7
2.2 Model Probabilitas Unit-Unit Pembangkit	12
2.3 Kemungkinan Kehilangan Beban (LOLP).....	14
2.4 Cara Menghitung Keandalan Sistem Tenaga Listrik.....	18
2.4.1 Pengaruh Perhitungan Penambahan Unit Pembangkit Terhadap Keandalan Sistem	24
2.4.2 Perhitungan Kemungkinan Kumulatif.....	25
2.4.3 Pengaruh Pengurangan Unit Pembangkit Terhadap Keandalan Sistem	27
2.5 Metode Cumulant Untuk Perhitungan LOLP.....	28
2.5.1 Momen-Momen.....	29
2.5.2 Pengkelompokan Beban	30
2.5.3 Variabel Normal Standar	34
2.5.4 Gram Charlier Series	35

BAB III SISTEM 150 kV DI JAWA TIMUR.....	39
3.1 Pembangkit di Wilayah Jawa Timur	39
3.2 Inter Bus Transformer (IBT) 500/150 kV di Jawa Timur	41
3.3.Forced Outage Rate (FOR) Pembangkit	42
3.4.Beban Sistem 150 kV Jawa Timur	45
BAB IV SIMULASI DAN ANALISA	49
4.1 Data Kapasitas Unit Pembangkit dan IBT 500/150 kV	50
4.2 Data <i>Forced Outage Rate</i>	51
4.3 Perhitungan Momen Awal dan Momen Pusat Untuk Setiap Unit Pembangkit.....	52
4.4 Perhitungan Cumulant dari Unit Pembangkit	55
4.5 Pengkelompokkan Data Beban dan Cumulant Beban	56
4.6 Sistem Cumulant.....	59
4.7 Variabel Normal Standar	60
4.8 Perhitungan LOLP	60
4.9 Cara Meningkatkan Keandalan Sistem.....	63
4.9.1 Memperkecil Nilai FOR.....	63
4.9.2 Memperbesar Cadangan Daya.....	64
BAB V PENUTUP	65
5.1 Kesimpulan.....	65
5.2 Saran.....	65
DAFTAR PUSTAKA	67
LAMPIRAN	69
RIWAYAT HIDUP PENULIS	75

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Diagram Kesiapan Peralatan Dalam Satu Tahun	8
Gambar 2.2	Model Dua Keadaan Suatu Komponen	13
Gambar 2.3	Kurva Beban Harian Pada Hari Senin	15
Gambar 2.4	Kurva lama beban Hari Senin.....	16
Gambar 2.5	Kurva Lama Beban dan Kapasitas Daya Tersedia dalam Sistem	17
Gambar 2.6	Pengaruh Kenaikan Beban Sistem Terhadap LOLP	23
Gambar 3.1	Kurva Beban Harian.....	47
Gambar 3.2	Kurva Lama Beabn	48
Gambar 4.1	Flowcart Perhitungan LOLP	49

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Contoh sistem yang Mempunyai Empat Pembangkit	9
Tabel 2.2	Kemungkinan Kombinasi Empat Pembangkit	10
Tabel 2.3	Nilai Kemungkinan dan Besar Daya <i>Outage</i>	10
Tabel 2.4.1	Sistem yang Terdiri Dari 1 Unit Pembangkit	19
Tabel 2.4.2	Sistem yang Terdiri Dari Unit Ke-2 Pembangkit	19
Tabel 2.4.3	Sistem yang Terdiri Dari Unit 1 dan Unit 2	19
Tabel 2.4.4	Tabel Perbandingan Sistem Unit 1, Unit 2 dan Gabungan Dari Unit 1 dan Unit 2	20
Tabel 2.4.5	Sistem yang Terdiri Dari Unit 1, Unit 2 dan Penambahan Unit 3	21
Tabel 2.4.6	Tabel perbandingan unit pembangkit dengan 2 unit dan 3 unit pembangkitn	21
Tabel 2.5	Sistem Dengan 4 Unit Pembangkit	22
Tabel 2.6	Merupakan Tabel 2.4.5 Dalam x , P dan n	25
Tabel 2.7	Perhitungan Kemungkinan Terjadinya Besar Daya <i>Outage</i> Secara Individual	25
Tabel 2.8	Kemungkinan Kumulatif yang Ditambahkan Pada Tabel 2.4.5	26
Tabel 2.9	Kemungkinan Kumulatif yang Ditambahkan Pada Tabel 2.5	26
Tabel 2.10	Kemungkinan Kumulatif Saat Terjadi Pengeluaran Unit ..	27
Tabel 2.11	Contoh Sistem Cumulant Memiliki 4 Pembangkit	28
Tabel 2.12	Momen Awal Pada Setiap Unit Pembangkit	29
Tabel 2.13	Momen Pusat Pada Setiap Unit Pembangkit	30
Tabel 2.14	Beban dan Probabilitas	31
Tabel 2.15	Momen Awal Beban	31
Tabel 2.16	Momen Pusat Beban	31
Tabel 2.17	Cumulant Unit Pembangkit	32
Tabel 2.18	Cumulant Beban	33
Tabel 2.19	Sistem Cumulant	33
Tabel 3.1	Pembangkit yang Terhubung Langsung ke Sistem 150 KV	39
Tabel 3.2	PLTA yang Terhubung ke Sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur	40
Tabel 3.3	IBT 500/150 KV	41

Tabel 3.4	Total pembangkit yang Langsung Terhubung dengan Sistem 150 KV	42
Tabel 3.5	Nilai FOR dan 1-FOR Setiap Pembangkit.....	44
Tabel 3.6	Beban Sistem 150 KV di Jawa Timur	45
Tabel 4.1	Kapasitas Unit Pembangkit dan IBT 500/150 kV	50
Tabel 4.2	Nilai FOR dan 1-FOR	51
Tabel 4.3	Momen Awal Setiap Unit Pembangkit	52
Tabel 4.4	Momen Pusat Setiap Unit Pembangkit	54
Tabel 4.5	Cumulant Setiap Unit Pembangkit	55
Tabel 4.6	Nilai Beban dan Probabilitas	57
Tabel 4.7	Sistem Cumulant	59

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Setiap unit pembangkit disebuah sistem tenaga listrik berfungsi untuk menyediakan listrik agar permintaan beban dapat terlayani. Setiap waktu unit pembangkit dapat mengalami gangguan sehingga tidak dapat beroperasi. Jika gangguan terjadi secara bersamaan pada unit pembangkit yang besar, maka terdapat kemungkinan daya tersedia dalam sistem tenaga listrik berkurang sedemikian besar sehingga sistem tidak mampu melayani beban.

Perubahan beban sepanjang waktu dan cadangan daya yang tersedia akan mengakibatkan *forced outage*, kondisi ini karena terjadi beban puncak. *Forced outage* dapat diketahui dengan melakukan perhitungan terhadap kemungkinan terjadinya kehilangan beban atau terjadinya pemadaman. Perhitungan ini disebut dengan perhitungan nilai indeks LOLP (*Loss Of Load Probability*) atau probabilitas kehilangan beban.

Probabilitas kehilangan beban didefinisikan probabilitas yang menyatakan besar kehilangan beban dikarenakan kapasitas pembangkitan yang tersedia (*Availability Capacity*) sama atau lebih kecil dari beban sistem yang dinyatakan dalam hari per tahun. Salah satu cara menghitung nilai LOLP untuk menentukan keandalan suatu sistem tenaga listrik menggunakan metode cumulant. Metode cumulant adalah metode yang menghimpun akumulasi dari kombinasi beberapa unit pembangkit dalam mensuplai kebutuhan beban yang fluktuaktif.

1.2 Permasalahan

Permasalahan yang diselesaikan pada tugas akhir ini adalah perhitungan keandalan sistem 150 kV di wilayah Jawa Timur untuk mencari nilai LOLP dengan menggunakan metode cumulant.

1.3 Batasan Masalah

Melihat ruang lingkup yang luas pada tugas akhir ini maka dilakukan pembatasan masalah sebagai berikut :

1. IBT 500/150 kV yang menyuplai 150 kV di Jawa Timur sudah dianggap sangat handal atau tidak pernah terjadi gangguan. Nilai FOR untuk IBT 500/150 kV sama dengan 0.

2. PLTA di wilayah Jawa Timur yang terhubung ke sistem 150 kV sudah dianggap sangat handal atau tidak pernah terjadi gangguan. Nilai FOR untuk PLTA sama dengan 0.
3. Indeks keandalan yang digunakan sebagai parameter adalah LOLP (*Loss of load probability*) dan metode perhitungannya hanya menggunakan metode cumulant.

1.4 Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini adalah mencari nilai LOLP pada sistem 150 kV di wilayah Jawa Timur dan diharapkan tugas akhir ini dapat dijadikan referensi sebagai penelitian selanjutnya untuk pertimbangan cadangan daya yang tersedia sehingga dapat meningkatkan keandalan pada sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur.

1.5 Metodologi

Metode dalam pelaksanaan tugas akhir ini dilakukan dengan cara:

1. Studi Literatur
Literatur yang digunakan berasal dari buku dan jurnal ilmiah. Studi literatur dipelajari teori-teori pendukung seperti keandalan, LOLP, dan metode cumulant.
2. Pengambilan Data
Pengambilan data berupa data *plant single line diagram*, data kapasitas pembangkit, data gangguan pada unit pembangkit, data IBT 500/150 kV, dan data laporan harian operasi beban dari sistem 150 kV di P3B Waru Jawa Timur.
3. Metoda Pengolahan Data
Mengolah data dengan menggabungkan berbagai data yang didapatkan sesuai dengan yang ada dilapangan untuk selanjutnya disederhanakan dan difokuskan pada simulasi sistem.
4. Simulasi
Membuat simulasi mengenai metode cumulant untuk keandalan sistem 150kV di wilayah Jawa Timur dengan menggunakan EXCEL serta memasukkan data yang ada.
5. Analisa Data
Dari simulasi yang dilakukan, maka didapatkan hasil yang akan dianalisa. Data yang akan dianalisa adalah nilai LOLP hasil dari simulasi di EXCEL.

6. Kesimpulan dan Saran
Kesimpulan dan saran didapat setelah melakukan analisa data. Selain itu, akan diketahui nilai LOLP pada sistem 150 kV di Jawa Timur.

1.6 Sistematika Pembahasan

Sistematika penulisan tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

1. BAB I
Pada bab ini diuraikan mengenai latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan, metodologi, sistematika pembahasan dan relevansi dari tugas akhir.
2. BAB II
Pada bab ini berisi keandalan menggunakan metode cumulant yang menunjang pengerjaan tugas akhir. Bab ini meliputi teori tentang keandalan, mencari nilai FOR, teori dan perhitungan nilai LOLP, serta teori dan perhitungan tentang metode cumulant.
3. BAB III
Pada bab ini menjelaskan sistem 150kV di Jawa Timur yang meliputi jumlah pembangkit yang terhubung pada sistem 150kV serta kapasitas IBT 500/150kV. Kemudian mencari data sekunder dari gangguan unit-unit pembangkit berupa nilai FORnya dan data beban untuk sistem 150 kV di wilayah Jawa Timur.
4. BAB IV
Pada bab ini berisi hasil analisa perhitungan dari data-data yang telah didapatkan sebelumnya pada bab III. Setelah itu dijelaskan lebih detail tahapan-tahapannya untuk mencari nilai LOLP menggunakan metode cumulant di EXCEL.
5. BAB V
Pada bab ini berisi kesimpulan dan saran berdasarkan hasil analisa perhitungan yang telah dilakukan.

1.7 Relevansi

Dengan didapatkannya hasil dari tugas akhir ini, diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut :

1. Sebagai acuan untuk mempertimbangan bagi pihak pengembang sistem tenaga listrik tentang cara untuk meningkatkan keandalan sistem 150 kV di Jawa Timur.
2. Dapat digunakan untuk referensi atau rujukan pada penelitian selanjutnya.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II

KEANDALAN DENGAN METODE CUMULANT

2.1 Konsep Keandalan

Keandalan adalah sebagai peluang dari suatu peralatan untuk beroperasi seperti yang direncanakan dengan baik dalam selang waktu tertentu dan berada dalam suatu kondisi operasi tertentu. Pengamatan kondisi terhadap suatu komponen sistem tenaga listrik dalam selang waktu tertentu, misalnya satu tahun. Konsep keandalan terdapat istilah ketersediaan (*availability*) dan ketidaktersediaan (*unavailability*) yang merupakan hasil dari pengamatan dalam selang waktu tertentu terhadap suatu kondisi operasi dalam sistem tenaga.

Ketersediaan adalah perbandingan antara total waktu suatu sistem operasi tenaga listrik dalam selang waktu tertentu ketika beroperasi seperti yang direncanakan dengan baik dan berada dalam kondisi operasi tertentu dengan waktu total pengamatan. Ketidaktersediaan merupakan perbandingan antara waktu total sistem tenaga listrik yang tidak beroperasi dengan waktu total pengamatan.

Jika dalam waktu pengamatan suatu sistem operasi selama 1 tahun sebesar 8760 jam, dan dihasilkan waktu total sistem beroperasi dengan baik selama 8260 jam, maka ketersediaan sistem tersebut dapat beroperasi adalah 8260 jam/tahun. Sedangkan ketidaktersediaan dari sistem operasi tersebut adalah 500 jam/tahun.

2.1.1 Keandalan dan Gangguan Sistem Tenaga Listrik

Tujuan dari sistem tenaga listrik adalah untuk membangkitkan energi listrik yang mengirim dan menyalurkan ke jaringan luas. Keandalan sistem tenaga listrik menjadi suatu hal yang penting sebagai kemampuan sistem untuk menjalankan fungsinya dengan baik. Pengertian keandalan dapat dibahas dari empat faktor yang mendukungnya, yaitu:

a. Probabilitas

Peluang atau probabilitas dipergunakan untuk menentukan secara kuantitatif dari suatu keandalan. Kegagalan ataupun kesuksesan dari suatu peralatan merupakan sesuatu yang dapat ditentukan dari historis peralatan pada masa lalu. Hal ini dapat dilihat dari beban sistem tersebut. Perkiraan beban yang ditentukan dari historis

dimasa lalu dan dengan tambahan perkiraan pertumbuhan beban untuk masa depan

b. Unjuk Kerja

Unjuk kerja dari suatu peralatan merupakan kriteria kegagalan dari suatu peralatan dalam melakukan tugasnya. Hal ini ditentukan dari standar-standar tertentu yang telah ditentukan, misalnya variasi tegangan atau variasi frekuensi.

c. Selang Waktu Pengamatan

Selang waktu pengamatan adalah total waktu yang diamati pada suatu peralatan atau komponen sistem tenaga. Peninjauan dari sistem tenaga biasanya menggunakan periode satu tahun. Peninjauan-peninjauan yang dilakukan terhadap peralatan dinilai dalam ukuran per tahun dan dianggap berlaku selama satu tahun, meskipun pengambilan datanya dilakukan dalam selang waktu lebih dari satu tahun. Oleh karena itu, perhitungan keandalan dinilai dalam ukuran pertahun.

d. Kondisi Operasi

Kondisi operasi adalah kondisi dimana suatu peralatan beroperasi. Kondisi operasi suatu peralatan dapat berbeda-beda. Misalnya suatu generator beroperasi dibawah kondisi operasi tegangan lebih, atau suatu peralatan listrik pasangan luar untuk meningkatkan laju kegagalan jika beroperasi pada suatu daerah yang banyak terjadi petir. Oleh sebab itu penilaian perilaku suatu peralatan atau komponen listrik tidak dapat dipisahkan dari kondisi operasinya.

Definisi gangguan adalah keadaan komponen/sistem/peralatan jika tidak dapat melakukan fungsi sebenarnya akibat dari beberapa kejadian yang berhubungan dengan komponen/sistem/peralatan tersebut. Meskipun suatu komponen atau peralatan dalam sistem tenaga listrik mengalami gangguan, belum tentu hal ini dapat menyebabkan terganggunya pelayanan seperti pemutusan.

Gangguan dapat didefinisikan menjadi dua yaitu:

a. Gangguan Paksa

Gangguan paksa adalah gangguan yang disebabkan oleh kondisi darurat yang langsung dengan komponen/sistem/peralatan yang mengakibatkan komponen/sistem/peralatan harus dipisahkan dari sistem oleh suatu sistem proteksi secara otomatis atau manual oleh manusia.

b. Gangguan Terencana

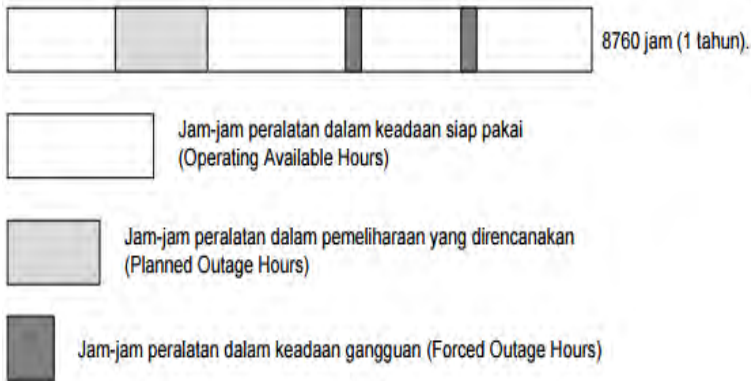
Gangguan terencana adalah gangguan yang menyebabkan komponen/sistem/peralatan dikeluarkan dari sistem. Hal ini biasanya dilakukan untuk perawatan komponen/sistem/peralatan tersebut yang telah direncanakan.

Ukuran dari keandalan dapat dinilai dari beberapa aspek, misalnya rata-rata waktu operasi, probabilitas terjadinya gangguan pada suatu simpul beban tertentu, perkiraan kerugian akibat tidak tersalurkannya energi listrik ke simpul beban dan lain sebagainya.

2.1.2 Daya Tersedia Dalam Sistem Tenaga Listrik

Daya tersedia dalam sistem tenaga listrik harus cukup untuk melayani kebutuhan tenaga listrik dari pelanggan. Daya tersedia tergantung kepada daya terpasang unit-unit pembangkit dalam sistem dan juga tergantung kepada kesiapan operasi unit-unit tersebut. Berbagai faktor seperti gangguan kerusakan dan pemeliharaan rutin menyebabkan unit pembangkit menjadi tidak siap beroperasi.

Dikarenakan unit pembangkit yang direncanakan tersedia untuk operasi dalam sistem ada kemungkinan mengalami *Forced Outage* maka besarnya cadangan daya tersedia sesungguhnya merupakan ukuran keandalan operasi sistem. Peralatan dalam sistem tenaga listrik perlu dipelihara secara periodik sesuai dengan petunjuk dari buku pemeliharaan yang dibuat oleh pabriknya. Penundaan pemeliharaan akan memperbesar kemungkinan rusaknya peralatan. Oleh karena itu, jadwal pemeliharaan peralatan harus ditaati. Peliharaannya yang teratur selain memperpanjang umur ekonomis peralatan juga mempertinggi keandalan peralatan. Jika memperhatikan gambar 2.1 maka pemeliharaan dapat memperkecil nilai *Forced Outage Hours* yang berarti dapat diandalkan bagi kepentingan operasi.



Gambar 2.1 Diagram Kesiapan Peralatan Dalam Satu Tahun

Jika angka *Forced Outage Hours*, *Planned Outage Hours* dan *Operating Available Hours* masing-masing dibagi dengan 8760 jam, maka akan didapat nilai *Forced Outage Factor* (FOF), *Planned Outage Factor* (POF) dan *Operating Availability Factor* (OAF) untuk satu tahun.

Cadangan daya yang tersedia dan besar kecilnya nilai FOR (*Forced Outage Rate*) unit-unit pembangkit yang beroperasi dalam selang waktu satu tahun sangat mempengaruhi keandalan sistem pembangkit. Semakin kecil nilai FOR semakin menjamin ketersediaan cadangan daya sistem, hal ini berarti keandalan sistem akan semakin tinggi. Tingkat jaminan tersedianya (*availability*) daya dalam sistem bergantung kepada beberapa faktor dibawah ini, yaitu :

- Besarnya nilai FOR (*Forced Outage Hours*) unit-unit pembangkit yang beroperasi dalam waktu satu tahun.
- Besarnya cadangan daya yang tersedia (*availability*) dalam sistem.

FOR (*unavailability*) didefinisikan sebagai ukuran sering tidaknya unit-unit pembangkit mengalami gangguan. Dinyatakan dalam rumus sebagai berikut :

$$Unavailability \text{ (FOR)} = \frac{\sum U_t}{\sum U_t + \sum U_b} \quad (2.1)$$

$$Availability \text{ (1-FOR)} = \frac{\sum U_b}{\sum U_b + \sum U_t} \quad (2.2)$$

Keterangan :

U_t : jam unit terganggu

U_b : jam unit beroperasi

Apabila sebuah unit pembangkit memiliki nilai FOR 0.03, hal ini menunjukkan kemungkinan pembangkit tersebut mengalami gangguan. Sedangkan kemungkinan pembangkit tidak mengalami gangguan (*availability*) adalah 1-FOR, yaitu sebesar 0.97. FOR menjadi parameter yang penting untuk melihat besarnya cadangan daya yang tersedia pada pembangkit.

Besar kecilnya nilai FOR pada pembangkit akan menentukan jaminan ketersediaan cadangan daya. Jika nilai FOR nya kecil, maka jaminan yang didapat akan tinggi, begitu juga sebaliknya. Sedangkan sebuah sistem tenaga listrik yang mempunyai beberapa pembangkit, tingkat jaminan ketersediaan daya dalam sistem akan bergantung pada komposisi pembangkit-pembangkit yang ada dalam sistem tenaga listrik tersebut. Adapun contoh dibawah ini sesuai dengan tabel 2.1, dibahas sistem yang mempunyai empat unit pembangkit, yaitu :

Tabel 2.1 Contoh Sistem yang Mempunyai Empat Pembangkit.[1]

Nomor Unit	Daya (KW)	FOR
1	500	0,01
2	1000	0,06
3	1000	0,06
4	1250	0,05

Persamaan yang menentukan banyaknya kombinasi kemungkinan yang terjadi dalam sistem operasi tenaga listrik adalah sebagai berikut :

$$\text{Banyaknya kombiasi} = 2^n \quad (2.3)$$

Keterangan :

n : Banyaknya jumlah pembangkit

Contoh empat unit pembangkit mempunyai 2^4 kombinasi yang bisa terjadi dalam operasi sistem ditinjau dari segi penyediaan daya. Setiap kombinasi dapat dihitung kemungkinan terjadinya gangguan dengan menggunakan nilai FOR. Hal ini dapat dilihat di tabel 2.2 dibawah ini.

Tabel 2.2 Kemungkinan Kombinasi Empat Pembangkit.

No.	Unit Pembangkit				Besar Daya	Kemungkinan Yang Terjadi
	1	2	3	4		
1	1	1	1	1	0	$(1-0,01)(1-0,06)(1-0,05) = 0,831026$
2	0	1	1	1	500	$0,01(1-0,06)(1-0,06)(1-0,05)=0,008394$
3	1	1	0	1	1000	$(1-0,01)0,06(1-0,06)(1-0,05)=0,053044$
4	1	1	0	1	1000	$(1-0,01)0,06(1-0,06)(1-0,05)=0,053044$
5	1	1	1	0	1250	$(1-0,01)(1-0,06)(1-0,06)0,05=0,043736$
6	0	0	1	1	1500	$(0,01)(0,06)(1-0,06)(1-0,05)=0,000536$
7	1	0	0	1	2000	$(1-0,01)0,06(0,06)(1-0,05)=0,003386$
8	1	1	0	0	2250	$(1-0,01)(1-0,06)(0,06)(0,05)=0,002792$
9	0	1	1	0	1750	$(0,01)(1-0,06)(1-0,06)0,05=0,000442$
10	0	1	0	1	1500	$(0,01)(1-0,06)(0,06)(1-0,05)=0,000536$
11	1	0	1	0	2250	$(1-0,01)(1-0,06)(0,06)(1-0,05)=0,002792$
12	1	0	0	0	3250	$(1-0,01)(0,06)(0,06)(0,05)=0,000178$
13	0	1	0	0	2750	$(0,01)(1-0,06)(0,06)(0,05)=0,000028$
14	0	0	1	0	2750	$(0,01)(0,06)(1-0,06)(0,05)=0,000028$
15	0	0	0	1	2500	$(0,01)(0,06)(0,06)(1-0,05)=0,000034$
16	0	0	0	0	3750	$(0,01)(0,06)(0,06)(0,05)=0,000002$

Keterangan :

- Jika unit bernilai (1), yaitu unit yang beroperasi (menyala).
- Jika unit bernilai (0), yaitu unit yang tidak beroperasi atau mengalami *outage*.

Dengan menggunakan hasil-hasil tertulis yang terdapat pada tabel 2.2 dapat disusun tabel 2.3 yang menggambarkan kemungkinan forced outage serta besarnya daya yang bersangkutan untuk sistem dengan empat unit pembangkit.

Tabel 2.3 Nilai Kemungkinan dan Besar Daya *Outage*

Besar Daya <i>Outage</i> (KW)	Kemungkinan
0	0,831026
500	0,008391
1000	0,106088
1250	0,043738
1500	0,001072
1750	0,000442
2250	0,005584

Lanjutan **Tabel 2.3** Nilai Kemungkinan dan Besar Daya *Outage*

Besar Daya <i>Outage</i> (KW)	Kemungkinan
2500	0,000034
2750	0,000056
3250	0,001780

Apabila dalam sistem ditambahkan unit ke 5 dengan daya sebesar 1500 KW dan nilai FOR = 0,05 maka dengan cara yang sama penyusunan tabel akan didapatkan $2^5 = 32$ kombinasi yang akan terjadi. Kemungkinan terjadinya 16 kombinasi dengan unit ke-5 beroperasi adalah kombinasi yang ada pada tabel 2.2 dikalikan dengan nilai 1-FOR unit ke-5. Selanjutnya 16 kombinasi yang lain dengan unit ke-5 tidak beroperasi karena *outage* adalah kombinasi yang ada pada tabel 2.2 dikalikan dengan nilai FOR unit ke-5. Selanjutnya dari perhitungan ini dapat diisi kolom besarnya daya yang beroperasi sebanyak 16 kombinasi masing-masing seperti tabel 2.2 ditambah 1500 KW dan 16 kombinasi yang lainnya ditambah 0 KW.

Persamaan dari penjelasan diatas dapat dilihat persamaan di bawah ini :

$$Y_n = [(Y_{n-1} + X) \text{ dan } (Y_{n-1} + 0)] \quad (2.4)$$

Keterangan :

Y_n : Angka-angka yang menunjukkan besar daya beroperasi setelah ada unit ke-n.

Y_{n-1} : Angka-angka yang menunjukkan besar daya beroperasi sebelum ada unit ke-n

X : Daya unit ke-n

Kemungkinan terjadinya daya setelah ada unit ke-n dalam persamaan 3 adalah :

$$P_n = [(Y_{n-1} + X) = P_{n-1} (Y_{n-1})(1 - q_n)] \quad (2.5)$$

$$P_n = [(Y_{n-1} + 0) = P_{n-1} (Y_{n-1})(1 - q_n)] \quad (2.6)$$

Keterangan :

q_n : FOR untuk unit ke n.

P_n : Kemungkinan terjadinya setelah ada unit ke-n

P_{n-1} : Kemungkinan terjadinya sebelum ada unit ke-n

Persamaan 2.4 – 2.6 digunakan untuk menghitung kemungkinan terjadinya setiap kombinasi daya yang terjadi pada kemungkinan sistem mengalami *outage* ketika ada penambahan n pembangkit. Jika cadangan daya tersedia dalam sistem berkurang maka akan terjadi pemadaman dalam sistem. Begitu juga berlaku sebaliknya jika cadangan daya tersedia dalam sistem lebih maka akan menjamin ketersediaan daya dalam sistem.

2.2 Model Probabilitas Unit-Unit Pembangkit

Keandalan suatu sistem tenaga listrik tergantung pada keandalan sistem pembangkit. Sistem pembangkit memiliki fungsi sangat penting dalam penyediaan tenaga listrik. Sistem pembangkit ini terdiri dari berbagai jenis unit pembangkit yang kesemuannya mempunyai kegagalan acak.

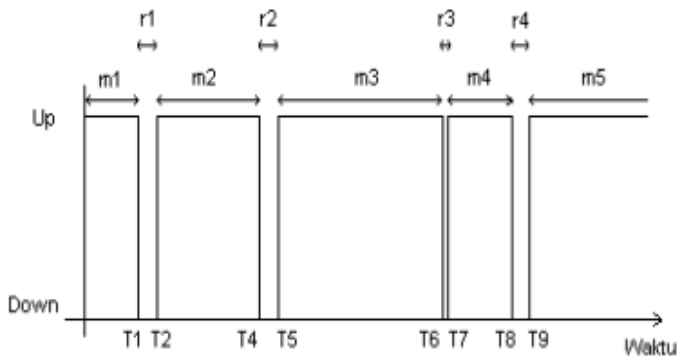
Unit-unit pembangkit diklasifikasikan sebagai berikut:

- a. Unit Pemikul Beban Dasar
Unit-unit pemikul beban dasar dioperasikan dengan faktor kapasitas yang sangat tinggi dengan pengoperasian 90% sampai 95%. Beban dasar pemakaian listrik dipetakan oleh PLN terjadi pada jam 00.30 – 06.00. Pada jam tersebut peralatan listrik jarang digunakan karena waktu jam istirahat dan tidak beraktifitas.
- b. Unit Pemikul Beban Menengah
Unit-unit pemikul beban menengah dioperasikan dengan faktor kapasitas antar 30% hingga 95%. Beban menengah pemakaian listrik dipetakan oleh PLN terjadi pada jam 12.00 – 16.00. Pada jam tersebut digunakan untuk menghidupkan peralatan listrik di perusahaan yang sedang beroperasi.
- c. Unit Pemikul Beban Puncak
Unit-unit pemikul beban puncak biasanya hanya dipakai selama permintaan beban puncak saja dengan faktor kapasitas antara 5% hingga 10%. Beban puncak pemakaian listrik, diistilahkan WBP (waktu beban puncak), dipetakan oleh PLN terjadi pada jam 17.00 – 22.00 (ada juga yang menyatakan dari jam 18.00 – 22.00). Efek bagi pengguna listrik adalah tegangan yang *drop* atau *voltase* turun

hingga mencapai dibawah 200 Volt. Besarnya drop tegangan sangat bervariasi diberbagai wilayah. Tergantung besarnya beban dari trafo distribusi masing-masing. Peralatan listrik sendiri umumnya mempunyai *range* tegangan *input*. Contohnya *charger* HP mempunyai *range* tegangan antara 100-240 Volt. Jadi drop tegangan dibawah 200 Volt tidak akan berpengaruh pada *charger* HP. Tetapi untuk peralatan listrik yang cukup besar, seperti mesin pompa air, AC, kulkas, dll memiliki *range* tegangan biasanya lebih sempit antara 220 Volt – 240 Volt dengan toleransi maksimal 10 %.

Unit-unit pemikul beban menengah dan beban puncak biasanya komponen-komponennya didesain untuk waktu operasi di bawah waktu kerja penuhnya. Jika dioperasikan melebihi waktu yang telah ditentukan, maka akan menaikkan biaya perawatannya.

Pembangkitan dapat menempati keadaan *state “up”* atau *“down”*, atau dalam kata lain *“available”* atau *“not available”*. Gambar 2.2 adalah model dua keadaan suatu komponen.



Gambar 2.2 Model Dua Keadaan Suatu Komponen.

Keterangan :

m : durasi komponen beroperasi (TTF)

r : durasi perbaikan komponen (TTR)

Keadaan *state “up”* adalah keadaan ketika komponen beroperasi dan *state “down”* adalah keadaan ketika suatu komponen sedang dalam keadaan tidak beroperasi. Selang waktu antara T_0 dan T_1 atau T_2 dan T_4 adalah waktu beroperasi dari peralatan tersebut dan merupakan durasi dari *state “up”*. Sedangkan selang waktu antara T_1 dan T_2 atau T_4 dan T_5 adalah waktu perbaikan dari komponen tersebut dan merupakan durasi *state “down”*. Durasi dari *state “up”* disebut juga Time To Failure (TTF) sedangkan durasi dari *state “Down”* disebut Time To Repair.

2.3 Kemungkinan Keilangan Beban (*Loss of Load Probability*)

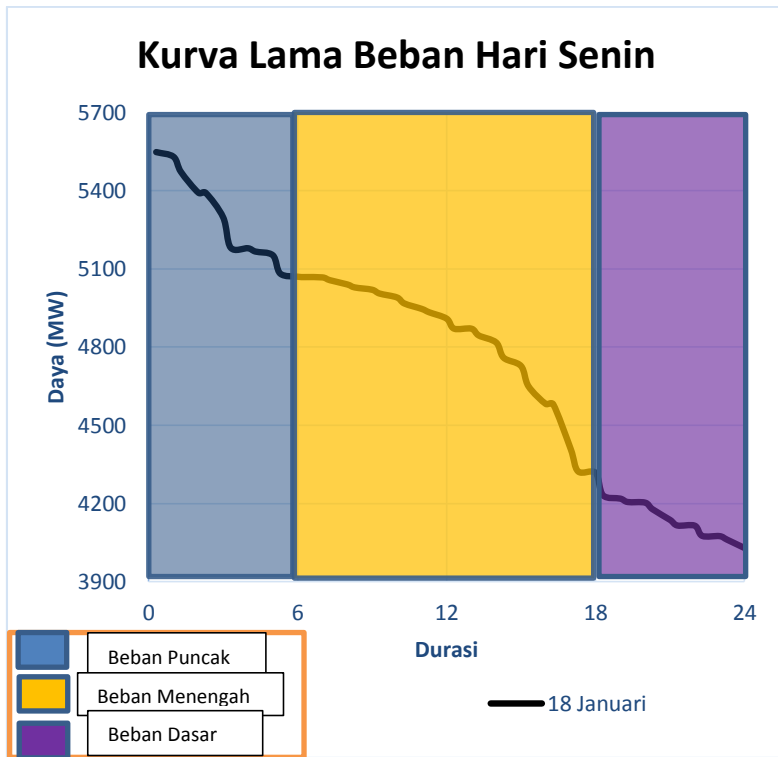
Unit-unit pembangkit bertugas menyediakan daya dalam sistem tenaga listrik agar dapat melayani beban. Unit pembangkit setiap waktu dapat mengalami gangguan sehingga tidak dapat beroperasi.

Jika gangguan ini terjadi pada saat yang bersamaan atas beberapa unit pembangkit yang besar, maka ada kemungkinan bahwa daya tersedia dalam sistem berkurang sedemikian besarnya sehingga tidak cukup untuk melayani beban. Hal ini terpaksa dilakukan pelepasan beban atau terpaksa sistem kehilangan beban sehingga terjadi pemadaman sistem.

Beban berubah-ubah sepanjang waktu, *forced outage* yang berlangsung pada saat beban puncak akan mempunyai pengaruh yang berbeda terhadap cadangan daya tersedia dibandingkan dengan *forced outage* yang berlangsung pada saat beban rendah. Kemungkinan kehilangan beban merupakan resiko yang dihadapi dalam mengoperasikan sistem tenaga listrik. Kurva beban dan kurva lama beban dapat ditunjukkan pada gambar 2.3 dan 2.4 dibawah ini.

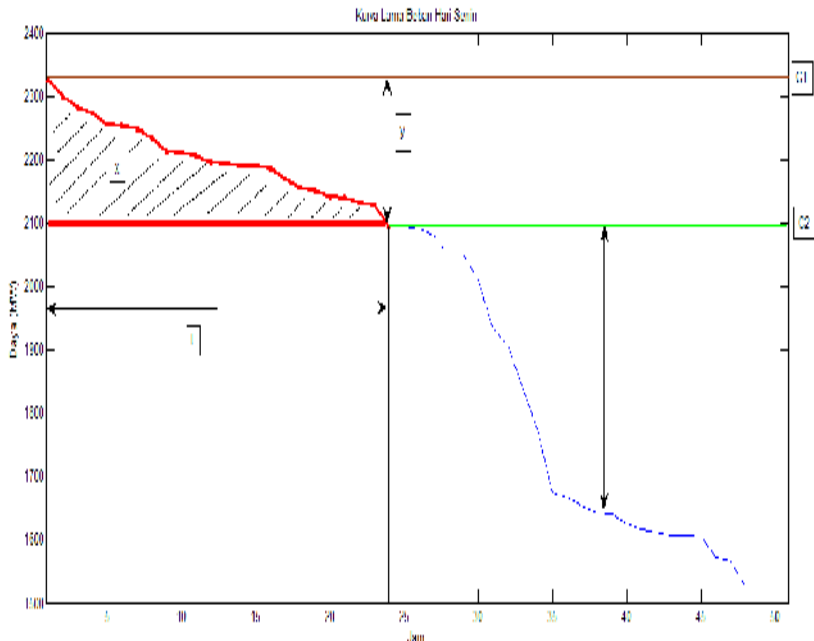


Gambar 2.3 Kurva Beban Pada Hari Senin.



Gambar 2.4 Kurva Lama Beban Hari Senin.

Gambar 2.3 menunjukkan kurva beban harian pada hari senin tanggal 18 Januari 2016. Terlihat kurva naik turun tergantung besar daya beban pada selang waktu tertentu. Dari kurva harian beban dapat dibuat kurva lama beban yang ditunjukkan pada gambar 2.4. Adapun hubungan antara kurva lama beban dengan daya yang tersedia dalam sistem dapat ditunjukkan pada gambar 2.5 dibawah ini.



Gambar 2.5 Kurva Lama Beban dan Kapasitas Daya Tersedia dalam Sistem

Keterangan :

- C1 garis warna coklat adalah kapasitas terpasang
- C2 garis warna hijau adalah kapasitas tersedia
- X daerah yang diarsir adalah besar daya yang tidak terpenuhi.
- y adalah kapasitas gangguan
- t adalah waktu terjadinya kehilangan beban

Gambar 2.5 menunjukkan kurva lama beban dan garis daya terpasang serta garis-garis daya tersedia. Selisih antara garis daya terpasang dengan garis daya tersedia tanpa *forced outage* disebabkan adanya pengeluaran unit pembangkit dari sistem yang direncanakan untuk keperluan (*Planned Outage*).

Selisih antara garis daya tersedia tanpa *forced outage* dengan garis daya tersedia menggunakan *forced outage* disebabkan karena adanya *forced outage*.

Pada gambar 2.5 dapat diamati bahwa garis daya tersedia dengan *forced outage* f1, kemungkinan terjadinya sama dengan P1 dan memberikan cadangan C1 yang selalu positif. Garis daya tersedia dengan *forced outage* f2, kemungkinan terjadinya sama dengan P2 dan memberikan cadangan C2 yang memungkinkan memotong garis kurva lama beban yang menimbulkan pemadaman atau kehilangan beban selama t.

Kemungkinan kehilangan beban atau *loss of load probability* yang disingkat LOLP. Secara umum persamaan LOLP yaitu :

$$LOLP = P \times t \quad (2.7)$$

Keterangan :

LOLP : *Loss of load probability*

P : kemungkinan daya beroperasi

t : waktu terjadinya daya beroperasi pada kurva lama beban.

LOLP dinyatakan dalam hari per tahun. Semakin kecil nilai LOLP berarti garis daya tersedia harus semakin kecil kemungkinan memotong garis kurva lama beban. Daya terpasang harus semakin tinggi dan FOR-nya harus semakin kecil. Hal ini diperlukan investasi yang besar untuk kualitas pembangkit yang baik.

2.4 Cara Menghitung Keandalan Sistem Tenaga Listrik

Cara menghitung keandalan sistem tenaga listrik dari sisi pembangkit secara khusus dijelaskan pada sub-bab ini. Pada sub-bab sebelumnya, yaitu sub-bab 2.5 telah dijelaskan tentang kombinasi pembangkit yang mungkin mengalami *forced outage* dalam sistem tenaga listrik dengan penambahan pembangkit. Hal ini berarti bahwa besarnya daya yang mungkin mengalami *forced outage* juga dapat dihitung sesuai penambahan pembangkit dalam sistem. Pada sub-bab ini dijelaskan dari sisi besarnya daya yang mengalami *forced outage* mulai dari sistem yang mempunyai hanya satu pembangkit, dua pembangkit, tiga pembangkit dan seterusnya dengan menggunakan contoh kasus pada tabel 2.1.

1) Sistem 1 yang terdiri 1 unit dengan 500KW, FOR₁ 0,01

Tabel 2.4.1 Sistem yang terdiri dari 1 Unit Pembangkit

Besar Daya <i>Outage</i> (KW)	Kemungkinan Terjadi
0	$(1-\text{FOR}_1) = 0,99$
250	0
500	$\text{FOR}_1 = 0,01$

Pada tabel 2.4.1 – 2.4.3 kolom besar daya *outage* dibuat dengan kenaikan daya sebesar 250 KW.

2) Sistem 2 yang terdiri dari 1 unit dengan 1000KW, FOR_2 0,06

Tabel 2.4.2 Sistem yang terdiri Unit ke 2 Pembangkit.

Besar Daya <i>Outage</i> (KW)	Kemungkinan Terjadi
0	$(1-\text{FOR}_2) = 0,94$
250	0
500	0
750	0
1000	$\text{FOR}_2 = 0,06$
1250	0
1500	0

Dari tabel 2.4.2 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Nilai besar daya *outage* tidak sama dengan nilai daya unit pembangkit, kemungkinan terjadinya adalah nol.
 - Nilai besar daya *outage* sama dengan 0, kemungkinan terjadinya 1-FOR sebesar 0.94
 - Nilai besar daya *outage* sama dengan daya unit pembangkit, kemungkinan terjadinya FOR sebesar 0,06.
- 3) Sistem yang terdiri dari unit 1 dan unit 2

Tabel 2.4.3 Sistem yang terdiri dari Unit 1 dan Unit 2.

Besar Daya <i>Outage</i> (KW)	Kemungkinan Terjadi
0	$(1-\text{FOR}_1) (1-\text{FOR}_2) = 0,9306$
250	0
500	$\text{FOR}_1 (1-\text{FOR}_2)=0,0094$
750	0
1000	$(1-\text{FOR}_1) \text{FOR}_2 = 0,0594$
1250	0
1500	$(\text{FOR}_1) (\text{FOR}_2)=0,0006$
TOTAL	1,0000

Dari tabel 2.4.3 dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Nilai daya *outage* bernilai nol, kemungkinan terjadinya $(1-\text{FOR}_1) \times (1-\text{FOR}_2)$ sebesar 0,9306.
- Nilai daya *outage* yang paling besar bernilai 1500 KW adalah penjumlahan daya *outage* dari unit 1 dan unit 2, kemungkinan terjadinya $(\text{FOR}_1) \times (\text{FOR}_2)$ sebesar 0,0006.
- Kemungkinan terjadinya besar daya *outage* antara 0 dan 1500 KW adalah sebagai berikut :
 - Tabel 2.4.3 bernilai = 0 dengan syarat tabel 2.4.1 dan tabel 2.4.2 daya *outage* nya sama-sama bernilai = 0.
 - Jika salah satu daya *outage* dari tabel 2.4.2 atau 2.4.2 yang bernilai = 0, maka besar daya *outage* pada tabel 2.4.3 nilainya sama dengan dari salah satu tabel yang nilainya tidak sama dengan nol kali $(1-\text{FOR})$ dari unit tabel yang bernilai nol.

Dari ketiga tabel yang dijelaskan di tabel 2.4.1 – 2.4.3 dapat dilihat perbandingannya pada tabel 2.4.4 dibawah ini :

Tabel 2.4.4 Tabel Perbandingan Sistem Unit 1, Unit 2 dan Gabungan dari Unit 1 dan Unit 2.

Besar Daya Outage (KW)	Kemungkinan Terjadi		
	Tabel 2.4.1	Tabel 2.4.2	Tabel 2.4.3
0	$(1-\text{FOR}_1) = 0,99$	$(1-\text{FOR}_2) = 0,96$	$(1-\text{FOR}_1) (1-\text{FOR}_2) = 0,9306$
250	0	0	0
500	$\text{FOR}_1 = 0,01$	0	$\text{FOR}_1 (1-\text{FOR}_2) = 0,0094$
750		0	0
1000		$\text{FOR}_2 = 0,06$	$(1-\text{FOR}_1) \text{FOR}_2 = 0,0594$
1250		0	0
1500		0	$(\text{FOR}_1) (\text{FOR}_2) = 0,0006$

Tabel 2.4.4 adalah perhitungan sistem yang terdiri dari dua unit pembangkit. Jika sistem ini ditambah unit pembangkit yang ketiga sebesar 1000 KW dengan FOR 0,06 maka perhitungannya dapat dijelaskan sebagai berikut ini :

- Sistem yang terdiri dari unit 1, unit 2 dan penambahan unit 3 sebesar 1000 KW dengan FOR 0,06.

Tabel 2.4.5 Sistem yang terdiri dari Unit 1, Unit 2 dan Penambahan Unit 3.

Besar Daya Outage (KW)	Kemungkinan Terjadi
0	$(1-\text{FOR}_1)(1-\text{FOR}_2)(1-\text{FOR}_3) = 0,874764$
250	0
500	$\text{FOR}_1(1-\text{FOR}_2)(1-\text{FOR}_3) = 0,008836$
750	0
1000	$(1-\text{FOR}_1)\text{FOR}_2(1-\text{FOR}_3)(1-\text{FOR}_1)(1-\text{FOR}_2)(\text{FOR}_3) = 0,111672$
1250	0
1500	$(\text{FOR}_1)(\text{FOR}_2)(1-\text{FOR}_3)(\text{FOR}_1)(1-\text{FOR}_2)(\text{FOR}_3) = 0,0001128$
1750	0
2000	$(1-\text{FOR}_1)(\text{FOR}_2)(\text{FOR}_3) = 0,003564$
2250	0
2500	$(\text{FOR}_1)(\text{FOR}_2)(\text{FOR}_3) = 0,000036$
TOTAL	1,0000

Tabel 2.4.6 ini menunjukkan hasil perbandingan kemungkinan terjadinya sistem yang sebelumnya 2 unit pembangkit menjadi 3 unit pembangkit setelah terjadi penambahan unit 3.

Tabel 2.4.6 Tabel Perbandingan Unit Pembangkit dengan 2 Unit dan 3 Unit Pembangkit.

Beasr Daya Outage (KW)	Kemungkinan Terjadi	
	Tabel 2.4.3	Tabel 2.4.5
0	$(1-\text{FOR}_1)(1-\text{FOR}_2) = 0,9306$	$(1-\text{FOR}_1)(1-\text{FOR}_2)(1-\text{FOR}_3) = 0,874764$
250	0	0
500	$\text{FOR}_1(1-\text{FOR}_2) = 0,0094$	$\text{FOR}_1(1-\text{FOR}_2)(1-\text{FOR}_3) = 0,008836$
750	0	0
1000	$(1-\text{FOR}_1)\text{FOR}_2 = 0,0594$	$(1-\text{FOR}_1)\text{FOR}_2(1-\text{FOR}_3)(1-\text{FOR}_1)(1-\text{FOR}_2)(\text{FOR}_3) = 0,111672$
1250	0	0
1500	$(\text{FOR}_1)(\text{FOR}_2) = 0,0006$	$(\text{FOR}_1)(\text{FOR}_2)(1-\text{FOR}_3)(\text{FOR}_1)(1-\text{FOR}_2)(\text{FOR}_3) = 0,0001128$
1750	0	0
2000	0	$(1-\text{FOR}_1)(\text{FOR}_2)(\text{FOR}_3) = 0,003564$
2250	0	0
2500	0	$(\text{FOR}_1)(\text{FOR}_2)(\text{FOR}_3) = 0,000036$

Dari tabel 2.4.6 dapat dijelaskan besar daya *outage* yang bernilai 0 dan 500 KW serta tabel 2.4.5 sama dengan daya *outage* pada tabel 2.4.3, tetapi pada tabel 2.4.5 kemungkinan terjadinya dikalikan dengan (1-FOR₃).

Dari penjelasan-penjelasan diatas dapat disimpulkan sebagai berikut :

$$\begin{aligned} \text{Tabel n unit} &= [\text{Tabel}(n-1) \text{ unit} + 0] \\ &[\text{Tabel}(n-1) \text{ unit} + P_n] \end{aligned} \quad (2.8)$$

Dimana :

P_n : Kapasitas unit ke-n.

Sedangkan kolom kemungkinan terjadinya adalah

- Tabel (n-1) unit + 0 sama dengan (1-FOR_n) dikalikan kemungkinan terjadinya tabel (n-1) unit.
- Tabel (n-1) unit + P_n sama dengan FOR_n dikalikan kemungkinan terjadinya tabel (n-1) unit.

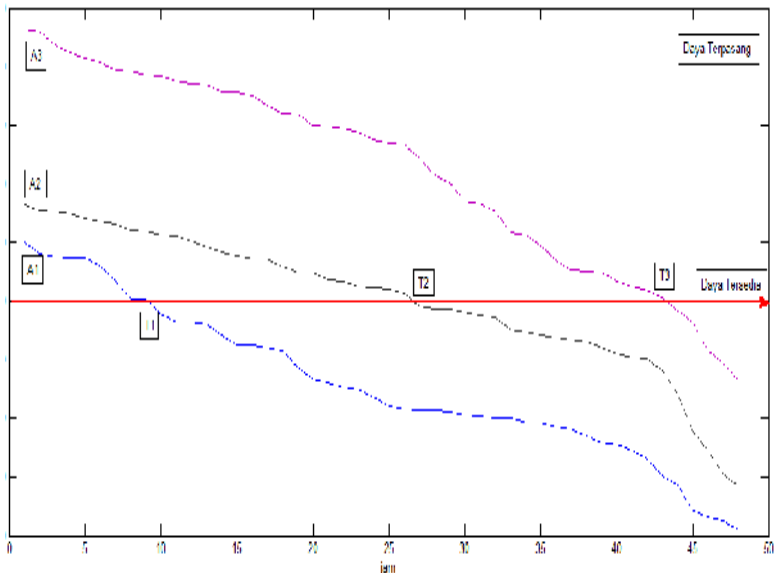
Dari persamaan 2.5 dapat dihitung sistem 4 unit, dengan penambahan unit ke-4 nya dengan kapasitas 1250 KW dan FOR 0,05. Hasilnya dapat ditunjukkan dengan tabel dibawah ini:

Tabel 2.5 Sistem dengan 4 Unit Pembangkit.

Besar Daya Outage (KW)	Kemungkinan Terjadi
0+0	0,874764(1-FOR ₄) = 0,831026
250+0	0
500+0	0,008836(1-FOR ₄) = 0,008394
750+0	0
1000+0	0,111672(1-FOR ₄) = 0,106088
1250+0	0
1500+0	0,0001128(1-FOR ₄) = 0,001072
1750+0	0
2000+0	0,003564(1-FOR ₄) = 0,003386
2250+0	0
2500+0	0,000036(1-FOR ₄) = 0,000034
0+1250	0,874764(FOR ₄) = 0,043738
250+1250	0
500+1250	0,008836(FOR ₄) = 0,000442
750+1250	0
1000+1250	0,111672(FOR ₄) = 0,005584
1250+1250	0
1500+1250	0,0001128(FOR ₄) = 0,000056
1750+1250	0
2000+1250	0,003564(FOR ₄) = 0,000178
2250+1250	0
2500+1250	0,000036(FOR ₄) = 0,000002

Tabel 2.5 menunjukkan hasil perhitungan kemungkinan terjadinya tidak sama dengan tabel sebelumnya (tabel 2.4.6). Hal ini dikarenakan penambahan unit ke-4 sebesar 1250 KW pada tabel sebelumnya belum ada yang menyamai.

Suatu sistem tertentu jumlah unit pembangkit tertentu, maka dihitung kemungkinan terjadinya *forced outage* untuk KW dan MW tertentu. Apabila beban sistem naik tetapi unit pembangkit tidak ditambah, maka $LOLP = p \times t$ akan bertambah besar. Hal ini dapat dijelaskan pada gambar grafik dibawah ini:



Gambar 2.6 Pengaruh Kenaikan Beban Sistem Terhadap LOLP.

Dari gambar diatas dapat dijelaskan sebagai berikut :

$LOLP_1 = p \times t_1$, dengan beban puncak A_1

$LOLP_2 = p \times t_2$, dengan beban puncak A_2

$LOLP_3 = p \times t_3$, dengan beban puncak A_3

Kurva lama beban menunjukkan pertambahan nilai t terhadap kenaikan beban sistem. Sistem tertentu yang harus melayani beban tertentu dapat menjelaskan hubungan antara beban puncak dengan LOLP.

2.4.1 Pengaruh Perhitungan Penambahan Unit Pembangkit Terhadap Keadalan Sistem

Perkembangan kemungkinan terjadinya daya *forced outage* ketika ada penambahan unit baru, yang dijelaskan pada tabel sebelumnya yaitu tabel 2.5 apabila :

- x = besarnya daya *forced outage*
- C_n = besarnya kapasitas saat ada penambahan unit baru, unit ke $-n$
- P_n = kemungkinan terjadinya outage untuk sistem $(n-1)$ unit, sebelum ada unit baru, unit ke- n .

Jika dibandingkan pada tabel 2.4.5 dengan 3 unit, $n=3$ dan pada tabel 2.5 ada 4 unit, $n=4$ yang menjelaskan penambahan nilai P setelah unit ke n masuk kedalam sistem sebelumnya pada bagian kiri dan bagian kanan tabel.

Bagian kiri :

Menjelaskan hubungan antara sistem yang lama terdiri dari $(n-1)$ unit dengan besarnya nilai kemungkinan terjadinya daya *forced outage* untuk besar nilai x KW dalam sistem dengan n unit, dengan persamaan sebagai berikut :

$$P_n(x) = P_{n-1}(x) \cdot (1 - \text{FOR}_n) \quad (2.9)$$

Bagian kanan :

Menjelaskan hubungan antara sistem lama yang terdiri dari $(n-1)$ unit dengan besarnya nilai kemungkinan terjadinya daya *forced outage* untuk nilai $(x+C_n)$ KW dalam sistem dengan n unit, dengan persamaan sebagai berikut :

$$P_n(x+C_n) = P_{n-1}(x) \cdot (\text{FOR}_n) \quad (2.10)$$

Misal $(x+C_n)=y$, maka $x = y - C_n$, sehingga persamaannya menjadi :

$$P_n(y) = P_{n-1}(y-C_n) \cdot (\text{FOR}_n) \quad (2.11)$$

Jika nilai $x=y$, persamaan diatas dapat menjadi :

$$P_n(x) = P_{n-1}(x-C_n) \cdot (\text{FOR}_n) \quad (2.12)$$

Jumlah pada tabel kiri dan kanan untuk nilai x yang sama merupakan besar nilai kemungkinan terjadinya daya *forced outage* dalam sistem dengan n unit $P_n(x)$, sehingga persamaan berkembang menjadi :

$$P_n(x) = P_{n-1}(x) \cdot (1 - \text{FOR}_n) + P_{n-1}(x-C_n) \cdot (\text{FOR}_n) \quad (2.13)$$

Dibawah ini tabel 2.6 yang mengubah tabel 2.4.5 kedalam bentuk persamaan x, P dan n .

Tabel 2.6 Merupakan Tabel 2.4.5 dalam x, P dan n.

X Besar Daya Outage (KW)	P_{n-1}	Kemungkinan Terjadi
0	0,9504	$P_{n-1}(1-\text{FOR}_n+0) = 0,874764$
250	0	0
500	0,00096	$P_{n-1}(1-\text{FOR}_n+0) = 0,008836$
750	0	0
1000	0,0594	$P_{n-1}(1-\text{FOR}_n+0) + P_{n-1}(1000-C_n)(\text{FOR}_n) = 0,111672$
1250	0	0
1500	0,0006	$P_{n-1}(1-\text{FOR}_n+0) + P_{n-1}(1500-C_n)(\text{FOR}_n) = 0,0001128$
1750	0	0
2000	0	$0 + P_{n-1}(2000-C_n)(\text{FOR}_n) = 0,003564$
2250	0	0
2500	0	$0 + P_{n-1}(2000-C_n)(\text{FOR}_n) = 0,000036$

2.4.2 Perhitungan Kemungkinan Kumulatif

Subbab ini menjelaskan perhitungan kemungkinan kumulatif terjadinya *forced outage* dengan besaran nilai KW tertentu atau lebih. Sedangkan pada subbab sebelumnya perhitungan kemungkinan terjadinya daya *forced outage* dilakukan secara individual. Seperti pada contoh tabel 2.6 kemungkinan terjadinya daya *forced outage* dengan nilai 1500 KW merupakan kemungkinan terjadinya daya *forced outage* secara individual.

Tabel 2.7 Perhitungan Kemungkinan Terjadinya Besar Daya *outage* Individual.

Besar Daya Outage (KW)	Kemungkinan Terjadinya Individual
1750 KW	0
2000 KW	0
2250 KW	0,003564
2500 KW	0,000036
jumlah	0,003600

Dapat dilihat kemungkinan kumulatif terjadinya daya *outage* dengan nilai 1500 KW adalah sebesar 0,0036. Pengertian diatas didapat bahwa kemungkinan terjadinya *forced outage* sebesar 0 KW atau lebih selalu bernilai 1. Pada tabel 2.8 dijelaskan kemungkinan individual dan kemungkinan kumulatifnya, dimana daya *forced outage* yang bernilai 0 MW kemungkinan individual nya bernilai 0,874764 dan kemungkinan

kumulatifnya selalu bernilai 1. Kemungkinan kumulatif setiap daya *forced outage* selanjutnya dikurangi dengan kemungkinan individualnya. Tabel 2.8 dibawah ini adalah tabel 2.4.5 dengan penambahan kemungkinan kumulatif dengan sistem terdiri dari 3 unit. Masing-masing unitnya sebesar 500 KW, 1000 KW dan 1000 KW dengan FOR 0.01, 0.06 dan 0.06.

Tabel 2.8 Kemungkinan Kumulatif yang Ditambahkan Pada Tabel 2.4.5

Besar Daya Outage (KW)	Kemungkinan Individual	Kemungkinan Kumulatif
0	0,874764	1,000000
250	0	0,125236
500	0,008836	0,125236
750	0	0,116400
1000	0,111672	0,116400
1250	0	0,004728
1500	0,0001128	0,004728
1750	0	0,0036
2000	0,003564	0,0036
2250	0	0,000036
2500	0,000036	0,000036

Tabel 2.9 dapat dijelaskan bahwa sistem yang mempunyai 4 unit pembangkit yang ditambah nilai kemungkinan terjadinya kumulatif yang diambil dari tabel 2.5.

Tabel 2.9 Kemungkinan Kumulatif yang Ditambahkan Pada Tabel 2.5

Besar Daya Outage (KW)	Kemungkinan Terjadi	Kemungkinan Kumulatif
0	0,831026	1,000000
250	0	0,168974
500	0,008394	0,168974
750	0	0,160580
1000	0,106088	0,160580
1250	0,043738	0,054492
1500	0,001072	0,010754
1750	0,000442	0,009682
2000	0,003386	0,009240
2250	0,005584	0,005854
2500	0,000034	0,000270
2750	0,000056	0,000236
3000	0	0,000180
3250	0,000178	0,000180
3500	0	0,000002
3750	0,000002	0,000002

2.4.3 Pengaruh Pengurangan Unit Pembangkit Terhadap Keandalan Sistem

Pengurangan unit pembangkit dalam sistem bisa terjadi misalnya karena ada unit pembangkit yang mengalami pemeliharaan terencana untuk waktu tertentu. Selama pemeliharaan terencana ini dilakukan, maka keandalan sistem berkurang dan perumusan mencari $P_{n-1}(x)$ apabila $P_n(x)$ diketahui memakai persamaan (11) sebagai berikut :

$$P_n(x) = P_{n-1}(x) \cdot (1 - \text{FOR}_n) + P_{n-1}(x - C_n) \cdot (\text{FOR}_n)$$

$$P_{n-1}(x) = \frac{P_n(x) - P_{n-1}(x - C_n) \cdot (\text{FOR}_n)}{(1 - \text{FOR}_n)} \quad (2.14)$$

Dalam persamaan diatas $P_{n-1}(x - C_n)$ harus dicari terlebih dahulu dengan menggunakan kemungkinan terjadinya kumulatif sehingga nilai $P_{n-1}(x - C_n) = 1$, untuk $x < C_n$ sehingga nilai $x < C_n$ harus dicari nilainya terlebih dahulu. Lebih jelasnya melihat tabel 2.10 dibawah ini dengan mengambil contoh pada tabel 2.8.

Tabel 2.10 Kemungkinan Kumulatif saat Terjadi Pengeluaran Unit.

Besar Daya Outage (KW)	P_n	P_{n-1}
0	1,000000	$P_{n-1} \dots\dots\dots = 1,000000$
250	0,168974	$P_{n-1}(250) = \frac{P_n(250) - P_{n-1}(250 - 1250) \cdot (\text{FOR}_4)}{(1 - \text{FOR}_4)}$ $= \frac{0,168974 - 1 \times 0,05}{0,95} = 0,125236$
500	0,168974	$P_{n-1}(500) \dots\dots\dots = 0,125236$
750	0,160580	$P_{n-1}(750) = \frac{P_n(750) - P_{n-1}(750 - 1250) \cdot (\text{FOR}_4)}{(1 - \text{FOR}_4)}$ $= \frac{0,160580 - 1 \times 0,05}{0,95} = 0,116400$
1000	0,160580	$P_{n-1}(1000) \dots\dots\dots = 0,116400$
1250	0,054492	$P_{n-1}(1250) = \frac{P_n(1250) - P_{n-1}(1250 - 1250) \cdot (\text{FOR}_4)}{(1 - \text{FOR}_4)}$ $= \frac{0,054492 - 1 \times 0,05}{0,95} = 0,004728$
1500	0,010754	$P_{n-1}(1500) \dots\dots\dots = 0,004728$

Lanjutan **Tabel 2.10** Kemungkinan Kumulatif saat Terjadi Pengeluaran Unit

Daya Forced Outage (KW)	P_n	P_{n-1}
1750	,009682	$P_{n-1}(1750) = \frac{P_n(1750) - P_{n-1}(1750 - 1750) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,009682 - 0,125236 \times 0,05}{0,95} = 0,0036$
2000	0,009240	$P_{n-1}(2000) = \frac{P_n(2000) - P_{n-1}(2000 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,009240 - 0,1164 \times 0,05}{0,95} = 0,0036$
2250	0,005854	$P_{n-1}(2250) = \frac{P_n(2250) - P_{n-1}(2250 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)} =$ $\frac{0,005854 - 0,1164 \times 0,05}{0,95} = 0,000036$
2500	0,000270	$P_{n-1}(2500) = \frac{P_n(2500) - P_{n-1}(2500 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,000270 - 0,004728 \times 0,05}{0,95} = 0,000036$
2750	0,000236	$P_{n-1}(2750) = \frac{P_n(2750) - P_{n-1}(2750 - 1250) \cdot (FOR_4)}{(1 - FOR_4)}$ $= \frac{0,000236 - 0,004728 \times 0,05}{0,95} = 0$

2.5 Metode Cumulant Untuk Perhitungan LOLP

Definisi metode cumulant adalah metode yang menghimpun akumulasi dari kombinasi beberapa unit pembangkit dalam mensuplai kebutuhan beban yang fluktuatif. Pada tiap unit pembangkit dan beban akan dihitung momen awal dan momen pusat untuk mendapatkan nilai sistem cumulant.

Pada tabel 2.11 dibawah ini tertera permisalan 4 unit pembangkit dengan masing-masing nilai FOR nya.

Tabel 2.11 Contoh Sistem Cumulant Memiliki 4 Pembangkit

Gen No	Kapasitas (MW)	FOR	1-FOR
1	100	0,2	0,8
2	150	0,1	0,9
3	200	0,155	0,845
4	50	0,125	0,875

Dari data pada Tabel 2.11 diatas dapat dilakukan perhitungan untuk mendapatkan nilai momen awal dan momen pusat, serta nilai cumulant pada pembangkit dan nilai cumulant pada beban. Penjelasan momen awal dan momen pusat pada pembangkit dan beban dapat dilihat pada sub-bab dibawah ini.

2.5.1 Momen-Momen

Momen-momen dalam sistem pembangkit dan beban memiliki dua buah momen yaitu momen awal dan momen pusat. Momen awal bertujuan untuk mencari nilai rata-rata di sistem cumulant. Momen awal dinotasikan m , serta memiliki rumus perhitungan sebagai berikut:

$$m = c * q \quad (2.15)$$

Keterangan:

m = Momen awal

c = Kapasitas unit pembangkit

q = Nilai FOR

Nilai momen awal didapatkan dari hasil perkalian antara kapasitas unit pembangkit dengan nilai FOR.

Tabel 2.12 Momen Awal Setiap Unit Pembangkit

Gen No	m (momen awal)
1	20
2	15
3	31
4	6,25

Tabel 2.12 diatas telah diketahui nilai momen awal pada setiap unit pembangkit yang dihitung menggunakan rumus persamaan 2.15. Hasil momen awal pada setiap unit pembangkit mengalami perbedaan dikarenakan nilai kapasitas dan nilai FOR-nya tidak sama. Perhitungan momen awal pada setiap unit pembangkit gen no 3 memiliki hasil lebih besar daripada hasil perhitungan momen awal lain nya sebesar 31, dikarenakan kapasitas pada gen no 3 mamiliki kapasitas pembangkit sebesar 200 MW. Sedangkan pada momen awal gen no 4 memiliki nilai hasil lebih kecil dibandingkan dengan hasil lainnya sebesar 6,25, dikarenakan kapasitas pembangkitnya sebesar 50 MW.

Setelah didapatkan nilai momen awal pada pembangkit maka selanjutnya dilakukan perumusan dan perhitungan untuk mendapatkan nilai momen pusat pada pembangkit. Momen pusat pembangkit dinotasikan M memiliki lima variabel yaitu M_1 , M_2 , M_3 , M_4 , dan M_5 . Momen pusat bertujuan untuk mencari nilai *variance*, *skewness*, dan *kurtosis* pada sistem cumulant. Cara menghitung momen pusat sebagai berikut:

$$M_r = (x-m)^r \times \text{availability} + (x-m)^r \times \text{unavailability} \quad (2.16)$$

Keterangan:

M = Momen pusat

x = Kapasitas Unit Pembangkit

m = Momen Awal

r = Pangkat (Momen ke-)

Nilai hasil perhitungan momen pusat pada pembangkit dapat dilihat pada tabel 2.13 dibawah ini.

Tabel 2.13 Momen Pusat Pada Pembangkit

Gen No	M_1	M_2	M_3	M_4	M_5
1	0	1600	96000	8320000	652800000
2	0	2025	243000	33260625	4483350000
3	0	5239	722982	127218637	21343874604
4	0	273,4375	10253,90625	459289,5508	20027160,64

Pada tabel 2.13 dapat diamati bahwa Gen no satu didapatkan hasil perhitungan sebagai berikut: $M_1 = 0$, $M_2 = 1600$, $M_3 = 96000$, $M_4 = 8320000$, dan $M_5 = 652800000$. Semakin tinggi momen pusat dipangkatkan maka semakin besar nilai momen pusat yang dihasilkan.

2.5.2 Pengkelompokan Beban

Pengkelompokan beban dilakukan untuk mengetahui nilai probabilitas pada beban. Setelah beban diketahui selama 1 minggu, kemudian beban yang dibagi dalam lima kelompok memiliki ukuran untuk setiap kelompok 500 MW per 30 menit.

Perhitungan probabilitas terjadinya masing-masing kelompok sebagai berikut:

$$Pg = \frac{Ng}{Nt} \quad (2.17)$$

Keterangan:

Pg = Probabilitas Kelompok

Ng = Jumlah terjadi setiap 30 menit yang ada pada periode pengamatan 1 minggu

Nt = Total selama 1 minggu pengamatan

Hasil pengkelompokan beban dan nilai probabilitas dapat dilihat pada tabel 2.14 dibawah ini.

Tabel 2.14 Beban dan Probabilitas

Load (MW)	Probability
225	0,116
275	0,322
325	0,29
375	0,247
425	0,023

Nilai beban dan probabilitas adalah nilai *input* untuk mencari nilai momen awal, momen pusat, dan cumulant pada beban. Perhitungan momen awal dan momen pusat beban sama seperti momen awal dan momen pusat pembangkit yang dijelaskan pada sub-bab 2.5.1. Pada tabel 2.15 dibawah ini merupakan hasil perhitungan momen awal beban dengan hasil perhitungan momen pusat beban yang dapat dilihat pada tabel 2.16 dibawah ini.

Tabel 2.15 Momen Awal Beban

m (moment awal)
311,3

Tabel 2.16 Momen Pusat Beban

M ₁	0
M ₂	3006798540
M ₃	-2,90555e+14
M ₄	2,80771e+19
M ₅	-2,71317e+24

Setelah momen awal dan momen pusat pada pembangkit dan beban di hitung maka selanjutnya dilakukan perhitungan cumulant. Cumulant dinotasikan k memiliki lima variabel yaitu k_1 , k_2 , k_3 , k_4 dan k_5 . Rumus untuk menghitung cumulant sebagai berikut:

$$k_1 = m \quad (2.18)$$

$$k_2 = M_2 \quad (2.19)$$

$$k_3 = M_3 \quad (2.20)$$

$$k_4 = M_4 - 3 \times (M_2)^2 \quad (2.21)$$

$$k_5 = M_5 - 10 \times M_2 \times M_3 \quad (2.22)$$

Pada persamaan 2.18 – 2.22 diatas digunakan untuk melakukan perhitungan nilai cumulant pembangkit dan cumulant beban seperti yang tertera pada tabel 2.17 dan 2.18 dibawah ini.

Tabel 2.17 Cumulant Unit Pembangkit

Gen No	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5
1	20	1600	96000	640000	-883200000
2	15	2025	243000	20958750	-437400000
3	31	5239	722982	44877274	-1,6533+10
4	6,25	273,4375	10253,90625	234985,3516	-8010864,26
Cumulant Pembangkit	72,25	9137,4375	1072235,906	66711009,35	-1,7862E+10

Pada tabel 2.17 hasil cumulant pembangkit dihitung dengan menjumlahkan total semua unit pembangkit dengan hasil sebagai berikut:

- $k_1 = 72,25$
- $k_2 = 9137,4375$
- $k_3 = 1072235,906$
- $k_4 = 66711009,35$
- $k_5 = -1,7862E+10$

Setelah didapatkan cumulant pembangkit maka selanjutnya dilakukan perhitungan untuk mencari cumulant beban dengan perhitungan menggunakan persamaan 2.18 – 2.22. Pada tabel 2.18 dibawah ini ditunjukkan hasil dari nilai cumulant beban yang didapatkan.

Tabel 2.18 Cumulant Beban

k_1	311,3
k_2	3006798540
k_3	-2,90555E+14
k_4	9,54581E+17
k_5	6,02323E+24

Penggabungan cumulant beban dan cumulant pembangkit dilakukan untuk mengetahui nilai dari sistem cumulant. Penggabungan sistem cumulant dilakukan dengan menjumlahkan sistem cumulant pembangkit dan sistem cumulant beban. Cara penggabungannya sebagai berikut:

- k_1 (total cumulant) = k_1 (pembangkit) + k_1 (beban)
- k_2 (total cumulant) = k_2 (pembangkit) + k_2 (beban)
- k_3 (total cumulant) = k_3 (pembangkit) + k_3 (beban)
- k_4 (total cumulant) = k_4 (pembangkit) + k_4 (beban)
- k_5 (total cumulant) = k_5 (pembangkit) + k_5 (beban)

Tabel 2.19 dibawah ini tertera nilai sistem cumulant penggabungan cumulant beban dan cumulant pembangkit.

Tabel 2.19 Sistem Cumulant

Cumulant	Pembangkit	Beban	Total
k_1	72,25	311,3	383,55
k_2	9137,4375	3006798540	3006807677
k_3	1072235,906	-2,90555E+14	-2,90555E+14
k_4	66711009,35	9,54581E+17	9,54581E+17
k_5	-17861763240	6,02323E+24	6,02323E+24

Tabel 2.19 dapat dijelaskan bahwa nilai k_1 sebesar 383,55 merupakan nilai rata-rata sistem cumulant, sedangkan nilai k_2 sebesar 3006807677 adalah nilai variance sistem cumulant, kemudian untuk nilai k_3 sebesar -2,90555E+14 merupakan nilai skewness atau nilai kemiringan sistem cumulant, dan yang terakhir adalah nilai kurtosis atau nilai keruncingan derajat puncak sistem cumulant dengan simbol k_4 dengan nilai sebesar 6,02323E+24.

2.5.3 Variabel Normal Standar (z)

Perhitungan mencari probabilitas interval dari variabel random kontinyu dapat dipermudah dengan bantuan distribusi normal standar yang memiliki nilai rata-rata dan nilai variance. Variabel random dalam distribusi normal standar diberi nama z, dengan rumus variabel standar sebagai berikut:

$$z = \frac{(x-k_1)}{\sqrt{k_2}} \quad (2.23)$$

Keterangan :

x = Nilai Variabel Random

k₁ = Rata-Rata Sistem Cumulant

k₂ = Deviasi Standar Sistem Cumulant

Variabel normal standar z diartikan sebagai berapa kali deviasi standar atau nilai variabel random yang menyimpang nilai rata-rata. Pada sistem cumulant nilai x adalah nilai total kapasitas pembangkit. Sedangkan nilai k₁ dan k₂ adalah nilai sistem cumulant.

Distribusi normal memiliki fungsi tentang kepadatan probabilitas pada rentang nilai yang kontinyu. Setelah nilai z dihitung maka perumusan normal PDF (Probability Density Function) sebagai berikut:

$$N(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{z^2}{2} \right] \quad (2.24)$$

Persamaan 2.24 adalah rumus yang digunakan untuk menghitung nilai z seperti tertera dibawah ini.

$$\begin{aligned} z &= \frac{IC - k_1}{\sqrt{k_2}} \\ z &= \frac{500 - 383,55}{\sqrt{3006807677}} \\ &= 0,002123668 \end{aligned}$$

Setelah nilai z dihitung maka selanjutnya akan dilakukan perhitungan untuk nilai N(z). Perhitungan nilai N(z) dihitung dengan rumus sebagai berikut:

$$N(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{0,002123668^2}{2}\right]$$

$$= 0,398941381$$

Nilai $N(z)$ adalah nilai probabilitas sistem cumulant sebesar 0,398941381. Tujuan mencari nilai $N(z)$ adalah untuk menghitung nilai $Q(z)$ di perumusan LOLP. Nilai $Q(z)$ adalah nilai normal PDF (*Probability density Function*). Definisi PDF (*Probability density Function*) yaitu sebuah distribusi normal memiliki fungsi kerapatan probabilitas. Pada perhitungan $Q(z)$ pada beberapa bilangan sudah diketahui nilainya yaitu:

$r = 0,232$, $b1 = 0,319$, $b2 = -0,356$, dan $b3 = 1,781$.

Perhitungan nilai t didapatkan dengan rumus sebagai berikut:

$$t = \frac{1}{1 + r + z}$$

$$t = \frac{1}{1 + 0,232 + 0,002123668}$$

$$= 0,999507552$$

Hasil akhir perhitungan nilai $Q(z)$ didapatkan dari rumusan sebagai berikut :

$$Q(z) = N(z) \times ((b1 \times t) + (b2 \times (t)^2) + (b3 \times (t)^3))$$

$$= 0,398941381 \times ((0,319 \times 0,999507552) + (-0,356 \times (0,999507552)^2) + (1,781 \times (0,999507552)^3))$$

$$= 0,694781783$$

2.5.4 Gram Charlier Series

Definisi gram charlier series adalah fungsi kepadatan probabilitas yang memeriksa variabel acak kontinyu dari sistem cumulant. Faktor ekspansi adalah suatu hal yang dipandang sebagai tolak ukur bagi keberhasilan perhitungan gram charlier series. Rumus faktor ekspansi yaitu:

$$G_i = \frac{k_{(i+2)}}{k_2^{\left(\frac{i+2}{2}\right)}} \quad (2.25)$$

Keterangan:

G = Faktor ekspansi

k = Sistem Cumulant

Gram charlier series dinotasikan $F(z)$. Nilai $F(z)$ bertujuan untuk mencari nilai LOLP. Sebelum mencari $F(z)$ dihitung terlebih dahulu nilai $G1$, $G2$, dan $G3$ dengan perhitungan sebagai berikut:

- $G1 = \frac{k3}{(k2)^{1,5}} = \frac{2,90555E+14}{(3006807677)^{1,5}} = -1,762258453$
- $G2 = \frac{k4}{(k2)^2} = \frac{9,54581E+17}{(3006807677)^2} = 0,105584839$
- $G3 = \frac{k5}{(k2)^{2,5}} = \frac{6,023232E+24}{(3006807677)^{2,5}} = 12,14969935$

Setelah didapatkan nilai $G1$, $G2$, dan $G3$ kemudian dilakukan perhitungan *derivative* normal PDF (*probability density function*) dengan perhitungan sebagai berikut :

- $N1 = -(z \times N(z))$
 $= -(0,002123668 \times 0,398941381)$
 $= -0,00084722$
- $N2 = ((z)^2 - 1) \times N(z)$
 $= ((0,002123668)^2 - 1) \times 0,398941381$
 $= -0,39893958$
- $N3 = -2 \times N1 - z \times N2$
 $= -2 \times (-0,398941381) - 0,002123668 \times (-0,39893958)$
 $= 0,002541654$
- $N4 = -3 \times N2 - z \times N3$
 $= -3 \times (-0,39893958) - 0,002123668 \times 0,002541654$
 $= 1,196813347$

Setelah faktor ekspansi dan nilai *derivative* normal PDF (*probability density function*) sudah dihitung maka selanjutnya menghitung nilai $F(z)$ dengan perhitungan sebagai berikut:

$$F(z) = \frac{G1 \times N2}{3!} - \frac{G2 \times N3}{4!} + \frac{G3 \times N4}{5!}$$

$$= \frac{(-1,762258453) \times (-0,39893958)}{3!} - \frac{0,105584839 \times 0,002541654}{4!} + \frac{12,14969935 \times 1,196813347}{5!} = 0,238335613$$

Nilai $Q(z)$ dan $F(z)$ merupakan perhitungan akhir untuk mendapatkan nilai akhir LOLP.

Hasil akhir nilai LOLP yaitu sebagai berikut:

$$\text{LOLP} = Q(z) + F(z)$$

$$\begin{aligned}\text{LOLP} &= 0,694781783 + 0,238335613 \\ &= 0,933117396 \text{ hari/tahun}\end{aligned}$$

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III

SISTEM 150 KV DI JAWA TIMUR

3.1 Pembangkit di Wilayah Jawa Timur

Pada tugas akhir ini dilakukan pembahasan mengenai sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur. Pembangkit yang terhubung ke 500 kV dan 70 kV tidak mendapatkan perhatian dikarenakan IBT 500/150 kV sebagai penyalur daya dari sistem 500 kV ke sistem 150 kV sehingga dianggap sebagai pembangkit. Berdasarkan *single line diagram* yang terdapat di lampiran [1] maka tabel 3.1 dapat dijabarkan berapa nilai daya yang terpasang dan kemampuan pembangkit thermis yang terhubung langsung ke sistem 150 kV di wilayah Jawa Timur.

Tabel 3.1 Pembangkit Thermis yang Terhubung ke Sistem 150 kV

No	Pusat Listrik		Daya Terpasang (MW)	Kemampuan (MW)
1	PLTU Tanjung Awar	1	300	300
		2	300	300
	TOTAL		600	600
2	PLTU Gresik	1	100	92
		2	100	92
		3	200	189
		4	200	189
	TOTAL		600	562
3	PLTU Pacitan	1	300	300
		2	300	300
	TOTAL		600	600
4	PLTG Gresik	1	20.10	16
		2	20.10	16
	TOTAL		40.20	32
5	PLTGU Gresik	1.1	112.45	95
		1.2	112.45	95
		1.3	112.45	95
		1.0	188.91	165
	Total Block 1		526.26	450
	PLTGU Gresik	3.1	112.45	105

Lanjutan **Tabel 3.1** Pembangkit Thermis yang Terhubung ke Sistem 150 kV

No	Pusat Listrik		Daya Terpasang (MW)	Kemampuan (MW)
6		3.2	112.45	107
	Total Block 3		224.90	212
	PLTGU Grati	2.1	100.75	99
		2.2	100.75	99
		2.3	100.75	99
	TOTAL		302.25	297

Dari Tabel 3.1 dapat diketahui mengenai nilai masing-masing pembangkit yang terhubung ke sistem 150 kV. Total pembangkit yang terhubung pada sistem 150 kV sebanyak 19 unit pembangkit yang terdiri dari PLTU Tanjung Awar (2 Unit), PLTU Gresik (4 Unit), PLTU Pacitan (2 Unit), PLTG Gresik (2 Unit), PLTGU Gresik (6 Unit), dan PLTGU Grati (3 Unit).

Pada tugas akhir ini diketahui juga PLTA di wilayah Jawa Timur yang terhubung ke sistem 150 kV adalah PLTA Wlingi dan PLTA Sutami. Nilai daya terpasang beserta kemampuan dari PLTA Wlingi dan PLTA Sutami yang terhubung ke sistem 150 kV dapat dilihat pada tabel 3.2.

Tabel 3.2 PLTA yang Terhubung ke Sistem 150 kV di wilayah Jawa Timur

No	Pusat Listrik		Daya Terpasang (MW)	Kemampuan (MW)
1	PLTA Wlingi	1	27	26.87
		2	27	26.87
	TOTAL		54	53.74
2	PLTA Sutami	1	35	34.86
		2	35	34.86
		3	35	34.86
	TOTAL		105	104.58

Tabel 3.2 dapat dijelaskan bahwa PLTA yang terhubung ke sistem 150 kV di wilayah Jawa Timur sebanyak 5 Unit pembangkit yang terdiri dari PLTA wlingi Unit 1 dan unit 2 dengan total daya terpasang 54 MW, PLTA Sutami Unit 1, 2, dan 3 dengan total daya terpasang 105 MW. Nilai FOR untuk PLTA sama dengan nol yang bertujuan untuk mempermudah perhitungan.

3.2 Inter Bus Transformer (IBT) 500/150 kV di Jawa Timur

Inter Bus transformer atau IBT 500/150 KV yang termasuk dalam konfigurasi sistem kelistrikan sistem 150 kV *region* IV Wilayah Jawa Timur dianggap sebagai salah satu sumber generator yang menyuplai sistem 150 kV dengan kapasitas daya tertentu. IBT 500/150 kV di Wilayah Jawa Timur mempunyai 6 IBT terdiri dari IBT Gresik, IBT Krian, IBT Grati, IBT Paiton, IBT Ngimbang dan IBT Kediri. IBT Gresik sendiri mempunyai IBT 1. Selanjutnya IBT Krian mempunyai 3 buah IBT diantaranya IBT 1, IBT 2, serta IBT 3 yang mana IBT Krian juga memasok daya ke *region* III tepatnya pada daerah Unggaran melalui saluran 500 kV. Kemudian terdapat IBT Grati yang terbagi menjadi dua IBT 1 dan IBT 2. IBT Paiton dengan 3 IBT diantaranya IBT 1, IBT 2, dan IBT 3. Serta terdapat IBT Ngimbang yang terbagi menjadi dua IBT 1 dan IBT 2. IBT Ngimbang sendiri juga memasok daya ke *region* III tepatnya ke Unggaran melalui saluran 500 kV. Kemudian yang terakhir terdapat IBT Kediri dengan jumlah IBT sebanyak 3 buah yaitu IBT 1, IBT 2, dan IBT 3. IBT Kediri juga memasok daya ke *region* III tepatnya ke Pedan melalui saluran 500 kV. Data lebih lengkap mengenai Inter Bus Transformer di Wilayah Jawa Timur beserta besar kapasitas daya yang mampu disuplai sebagai berikut:

Tabel 3.3 IBT 500/150 kV

LOKASI	MVA
GITET GRESIK IBT 1	500
GITET KRIAN IBT 1	500
GITET KRIAN IBT 2	500
GITET KRIAN IBT 3	500
GITET GRATI IBT 1	500
GITET GRATI IBT 2	500
GITET PAITON IBT 1	500
GITET PAITON IBT 2	500

Lanjutan **Tabel 3.3** IBT 500/150 kV

LOKASI	MVA
GITET PAITON IBT 3	500
GITET NGIMBANG IBT 1	500
GITET NGIMBANG IBT 2	500
GITET KEDIRI IBT 1	500
GITET KEDIRI IBT 2	500
GITET KEDIRI IBT 3	500

Berdasarkan tabel 3.3 diamati bahwa kemampuan maksimal suplai IBT 500/150 kV sebesar 3000 MW. Hal ini dikarenakan IBT Krian, IBT Ngimbang, dan IBT Kediri juga menanggung beban di *region* III yang sudah dijelaskan diatas. IBT 500/150 kV memiliki FOR = 0 karena dianggap tidak pernah terjadi gangguan. IBT memiliki kemampuan suplai sebesar 3000 MW dengan FOR = 0. PLTA di Jawa Timur memiliki daya sebesar 158,32 MW dengan FOR = 0. IBT 500/150 kV dan PLTA dapat digabungkan menjadi satu untuk mempermudah perhitungan dan mempercepat waktu. Hal ini diperbolehkan karena faktor transmisi yang diabaikan dan nilai FOR = 0. Daya total kedua sumber sebesar $3000 + 158,32 = 3158,32$ MW dengan FOR = 0.

3.3 Forced Outage Rate (FOR) Pembangkit

Pada tabel 3.4 dibawah ini adalah urutan pembangkit untuk sistem kelistrikan 150 KV di Wilayah Jawa Timur. Dari setiap pembangkit akan dicari nilai FOR nya dan sesuai dengan metode cumulant, yang mana selanjutnya akan dicari momen-momen setiap pembangkit sesuai dengan beban sistem untuk mencari nilai LOLP. Tabel 3.4 adalah tabel total pembangkit yang terhubung langsung ke sistem 150 kV.

Tabel 3.4 Total pembangkit yang Langsung Terhubung ke Sistem 150 kV

NO.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)
1.	IBT 500/150 kV	3158,32
2.	PLTU Tanjung Awar #1	300
3.	PLTU Tanjung Awar #2	300
4.	PLTU Gresik #1	92
5.	PLTU Gresik #2	92

Lanjutan **Tabel 3.4** Total Pembangkit yang Langsung Terhubung ke Sistem 150 kV

NO.	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)
6.	PLTU Gresik #3	189
7.	PLTU Gresik #4	189
8.	PLTU Pacitan #1	300
9.	PLTU Pacitan #2	300
10.	PLTG Gresik #1	16
11.	PLTG Gresik #2	16
12.	PLTGU Gresik #1.0	165
13.	PLTGU Gresik #1.1	95
14.	PLTGU Gresik #1.2	95
15.	PLTGU Gresik #1.3	95
16.	PLTGU Gresik #3.1	105
17.	PLTGU Gresik #3.2	107
18.	PLTGU Grati #2.1	99
19.	PLTGU Grati #2.2	99
20.	PLTGU Grati #2.3	99
TOTAL		5911,32

Pada tabel 3.4 tertera kapasitas daya sebanyak 20 unit pembangkit yang dapat dilihat di *single line diagram* sub-sistem wilayah Jawa Timur. Kapasitas pembangkit terbesar di wilayah Jawa Timur adalah PLTU Pacitan unit 1 dan 2 sebesar 300 MW.

Kondisi-kondisi yang mempengaruhi nilai FOR pembangkit adalah saat kondisi pembangkit mengalami *Forced Outage* (FO), *Maintenance Outage* (MO), dan *Planed Outage* (PO). Saat terjadi kondisi-kondisi ini dimana semakin lama waktu *outage* semakin besar nilai FOR nya yang menyebabkan cadangan sistem terganggu. Berdasarkan data yang di dapat pada Laporan Harian Pelaksanaan Operasi APB Jatim selama satu tahun, dimulai pada tanggal 01 Januari 2015 – 31 Januari 2016 diperoleh nilai FOR setiap pembangkit. Adapun hasil FOR setiap pembangkit yang terhubung langsung dengan sistem 150 kV di tampilkan pada tabel 3.5 dibawah ini :

Tabel 3.5 Nilai FOR dan 1-FOR Setiap Pembangkit.[3]

NO	NAMA PEMBANGKIT	KAPASITAS (MW)	FOR	1-FOR
1.	IBT 500/150KV	3158,32	0	1
2.	PLTU Tanjung Awar #1	300	0,3818493151	0,6181506849
3.	PLTU Tanjung Awar #2	300	0.0023287671	0.9976712329
4.	PLTU Gresik #1	92	0.0099657534	0.9900342466
5.	PLTU Gresik #2	92	0.1254737443	0.8745262557
6.	PLTU Gresik #3	189	0.1052682648	0.8947317352
7.	PLTU Gresik #4	189	0.1166666667	0.8833333333
8.	PLTU Pacitan #1	300	0.1275114155	0.8724885845
9.	PLTU Pacitan #2	300	0.2752796804	0.7247203196
10.	PLTG Gresik #1	16	0.0520547945	0.9479452055
11.	PLTG Gresik #2	16	0.0657534247	0.9342465753
12.	PLTGU Gresik #1.0	165	0.0368835616	0.9631164384
13.	PLTGU Gresik #1.1	95	0.0149657534	0.9850342466
14.	PLTGU Gresik #1.2	95	0.0094863014	0.9905136986
15.	PLTGU Gresik #1.3	95	0.1245547945	0.8754452055
16.	PLTGU Gresik #3.1	105	0	1
17.	PLTGU Gresik #3.2	107	0.0547945205	0.9452054795
18.	PLTGU Grati #2.1	99	0	1
19.	PLTGU Grati #2.3	99	0.0200913242	0.9799086758
20.	PLTGU Grati #2.3	99	0.0251141552	0.9748858448

Dari tabel 3.5 diatas didapatkan bahwa IBT 500/150KV dianggap sebagai pembangkit yang mensuplai daya ke sistem 500/150 kV Jawa Timur. FOR untuk IBT 500/150 KV bernilai 0 dikarenakan dalam satu tahun tidak terjadi gangguan yang menyebabkan padamnya IBT sehingga nilai FORnya dianggap 0. Nilai FOR terbesar ada pada PLTU Tanjung Awar Unit 1 karena *maintenance* yang panjang dan penanganan saat terjadi *forced outage* yang lama.

3.4 Beban Sistem 150 kV Jawa Timur

Beban sistem ditunjukkan oleh kurva beban harian. Kurva beban harian pada tugas akhir ini didapat pada data PLN Laporan Harian Pelaksanaan Operasi selama satu minggu pada tanggal 18 Januari 2016 – 24 Januari 2016 seperti yang tertera pada tabel 3.6 dibawah ini.

Tabel 3.6 Beban Sistem 150 KV di Jawa Timur [4]

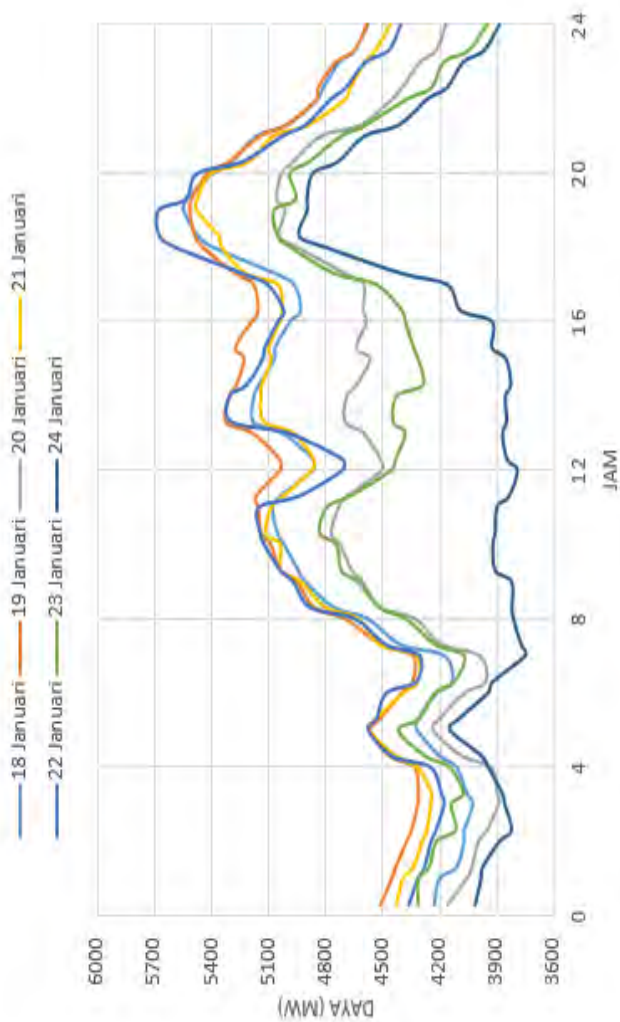
Jam	Beban Sistem (MW)						
	18 Januari 2016	19 Januari 2016	20 Januari 2016	21 Januari 2016	22 Januari 2016	23 Januari 2016	24 Januari 2016
00.30	4231.6	4514.1	4159.5	4431.2	4363.5	4311.3	4012.7
01.00	4205.7	4455.7	4060.2	4399.6	4314.6	4310.8	3981.9
01.30	4115.6	4435.1	4033.2	4344.3	4281.7	4254.1	3974.7
02.00	4075.7	4378.5	3998.8	4298.2	4246.6	4216.3	3884.8
02.30	4074.9	4353.0	3952.8	4272.0	4220.8	4114.1	3822.0
03.00	4029.5	4318.7	3893.5	4252.6	4178.1	4137.4	3857.0
03.30	4061.4	4316.2	3899.5	4249.2	4193.2	4075.1	3871.3
04.00	4114.9	4333.9	3932.9	4320.7	4250.1	4146.3	3944.3
04.30	4203.3	4466.0	4085.3	4436.0	4453.6	4276.2	3978.2
05.00	4323.1	4567.5	4237.6	4577.2	4576.7	4416.3	4145.5
05.30	4318.1	4518.2	4203.6	4541.9	4533.9	4306.4	4099.7
06.00	4218.8	4403.1	4071.4	4395.0	4482.0	4223.4	3945.7
06.30	4137.4	4345.8	3960.4	4323.2	4324.8	4122.0	3920.4
07.00	4177.9	4343.6	3990.5	4324.5	4306.3	4070.2	3750.9
07.30	4409.4	4510.1	4192.3	4519.3	4483.2	4218.9	3771.0
08.00	4581.8	4700.1	4330.1	4631.4	4647.7	4378.0	3812.2
08.30	4759.2	4861.7	4514.5	4805.0	4881.7	4514.8	3819.1
09.00	4909.3	4950.6	4607.6	4935.4	4972.3	4631.7	3821.2
09.30	4946.6	5037.0	4661.5	5040.5	5037.5	4718.8	3908.4
10.00	5020.1	5087.6	4724.6	5041.2	5125.5	4741.6	3919.7
10.30	5056.7	5138.3	4770.8	5119.2	5145.0	4831.9	3907.7
11.00	5081.9	5153.0	4731.5	5090.3	5152.8	4794.9	3899.1
11.30	5040.4	5165.2	4686.0	5027.3	4942.7	4672.6	3835.0
12.00	4870.9	5041.0	4504.9	4878.1	4713.5	4453.7	3790.9
12.30	4870.8	5042.3	4513.3	4867.6	4715.5	4431.0	3846.1

Lanjutan **Tabel 3.6** Beban Sistem 150 kV di Jawa Timur

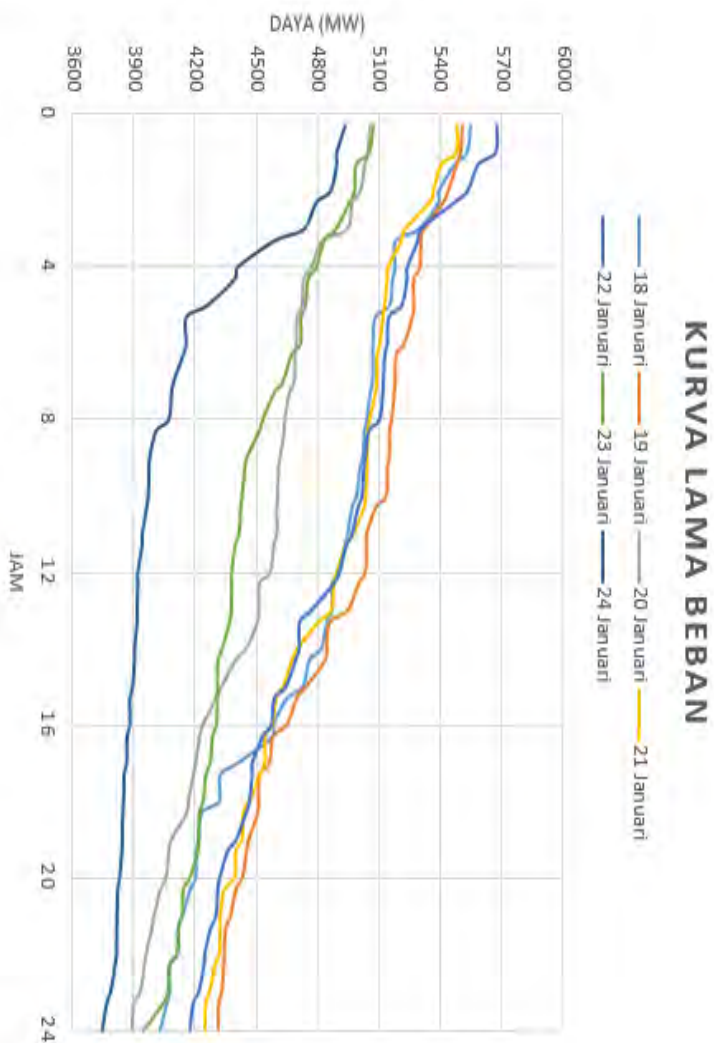
Jam	18 Januari 2016	19 Januari 2016	20 Januari 2016	21 Januari 2016	22 Januari 2016	23 Januari 2016	24 Januari 2016
13.00	5029.0	5182.4	4599.9	4973.5	5000.5	4381.0	3869.3
13.30	5181.5	5322.8	4696.1	5128.1	5296.4	4444.4	3847.6
14.00	5179.3	5304.2	4689.6	5144.3	5306.8	4425.2	3854.2
14.30	5152.4	5267.1	4636.3	5138.9	5216.2	4287.0	3825.8
15.00	5070.1	5226.9	4568.5	5088.2	5132.6	4313.3	3850.3
15.30	5068.7	5273.1	4638.9	5104.3	5122.6	4335.7	3924.2
16.00	4990.6	5187.1	4585.2	5045.7	5053.2	4379.9	3924.2
16.30	4933.6	5154.5	4604.4	5034.6	5021.2	4397.5	4088.6
17.00	4967.4	5177.6	4600.1	5053.5	5106.6	4532.6	4161.0
17.30	5067.4	5273.3	4699.7	5225.2	5241.0	4753.7	4400.0
18.00	5392.4	5442.0	4946.2	5349.1	5590.8	4980.2	4797.3
18.30	5471.8	5483.8	5045.7	5365.4	5675.5	5051.5	4938.8
19.00	5548.3	5511.5	5010.4	5481.4	5682.0	5071.5	4896.9
19.30	5530.1	5502.1	5056.1	5478.5	5538.5	4956.9	4897.4
20.00	5391.4	5417.5	5031.4	5405.1	5475.4	4988.2	4868.2
20.30	5297.6	5308.5	4969.6	5210.3	5242.1	4889.0	4737.5
21.00	5166.6	5143.4	4824.8	5082.1	5028.9	4717.9	4595.9
21.30	5005.5	5002.5	4616.4	4895.8	4907.9	4588.2	4413.4
22.00	4844.5	4846.9	4451.4	4701.4	4773.0	4370.6	4264.9
22.30	4817.6	4840.2	4400.0	4675.2	4695.5	4242.0	4162.6
23.00	4727.4	4746.4	4303.5	4597.5	4590.9	4177.7	4075.3
23.30	4649.7	4652.2	4222.3	4543.0	4469.9	4047.3	3967.3
24.00	4580.1	4584.5	4167.9	4466.6	4405.6	3951.7	3884.8

Pada tabel 3.6 terdapat hasil penjumlahan daya yang dibangkitkan oleh 19 unit pembangkit ditambah dengan daya yang disalurkan oleh IBT 500/150 kV. Berdasarkan tabel 3.6 dapat diketahui bahwa rata-rata beban sistem pada hari minggu adalah rata-rata beban sistem yang paling rendah. Beban terendah terjadi pada tanggal 24 Januari 2016 pukul 07.00 dengan beban sebesar 3750,9 MW. Beban tertinggi didapatkan pada tanggal 22 Januari 2016 dengan beban sebesar 5682 MW. Dari tabel 3.6 dibuat gambar kurva beban harian mulai tanggal 18 Januari 2016 – 24 Januari 2016. Gambar kurva beban harian terdapat pada gambar 3.1 dan kurva lama beban tanggal 18 Januari 2016 – 24 Januari 2016 pada gambar 3.2

KURVA BEBAN HARIAN



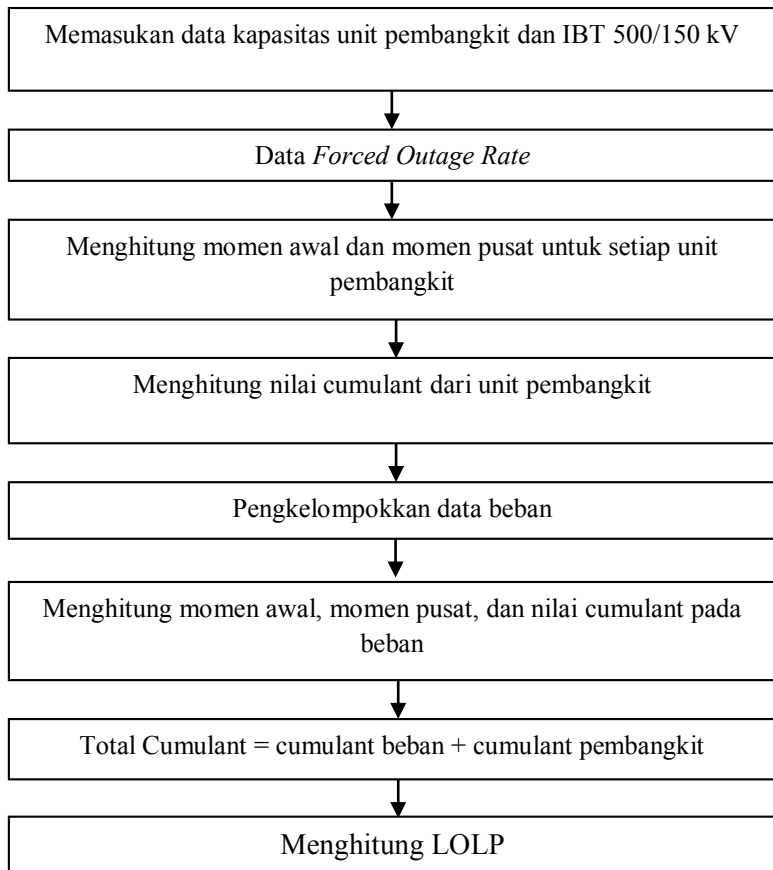
Gambar 3.1 Kurva Beban Harian



Gambar 3.2 Kurva Lama Beban

BAB IV SIMULASI DAN ANALISA

Pada bab 4 akan dilakukan perhitungan prediksi nilai LOLP dengan menggunakan metode cumulant. Metode Cumulant adalah menghimpun akumulasi dari kombinasi beberapa unit pembangkit dalam mensuplai kebutuhan beban yang fluktuaktif. Flowchart mencari nilai LOLP menggunakan metode cumulant dapat dijelaskan sebagai berikut :



Gambar 4.1 Flowchart Perhitungan LOLP

4.1 Data Kapasitas Unit Pembangkit di Jawa Timur dan IBT 500/150 kV

Perhitungan data kapasitas unit pembangkit dan IBT 500/150 kV untuk indeks LOLP dilakukan menggunakan excel. Data kapasitas unit pembangkit di ambil dari P3B Waru Wilayah Jawa Timur. Kapasitas unit pembangkit dilihat dari unit pembangkit yang terhubung ke sistem 150 kV Wilayah Jawa Timur. IBT 500/150 kV di ibaratkan sebagai sumber dari 500 ke 150 kV.

Tabel 4.1 Kapasitas Unit Pembangkit dan IBT 500/150 kV

Gen No	Nama Pembangkit	Kapasitas (MW)
1	PLTU Tanjung Awar #1	300
2	PLTU Tanjung Awar #2	300
3	PLTU Gresik #1	92
4	PLTU Gresik #2	92
5	PLTU Gresik #3	189
6	PLTU Gresik #4	189
7	PLTU Pacitan #1	300
8	PLTU Pacitan #2	300
9	PLTG Gresik #1	16
10	PLTG Gresik #2	16
11	PLTGU Gresik #1.1	95
12	PLTGU Gresik #1.2	95
13	PLTGU Gresik #1.3	95
14	PLTGU Gresik #1.0	165
15	PLTGU Gresik #3.2	107
16	PLTGU Grati #2.1	99
17	PLTGU Grati #2.2	99
18	PLTGU Grati #2.3	99
19	PLTGU Gresik #3.1	105
20	IBT 500/150KV	3158,32

Pada Tabel 4.1 tertera kapasitas daya sebanyak 20 unit pembangkit yang dapat dilihat di *single line diagram* sub-sistem Wilayah Jawa Timur. Kapasitas masing-masing unit pembangkit dan IBT 500/150 kV pada dilihat pada tabel tersebut.

4.2 Data *Forced Outage Rate*

Data *forced outage rate* (*Unavailability*) dan *Availability* dijelaskan pada BAB 3. Setelah dilakukan perhitungan nilai FOR dan *availability* maka data tersebut di olah di excel untuk perhitungan selanjutnya. Tabel 4.2 berisikan nilai *Unavailability* dan nilai *Availability* yang tertera dibawah ini.

Tabel 4.2 Nilai FOR dan 1-FOR

Gen no	Nama Pembangkit	<i>Unavailability</i>	<i>Availability</i>
1	PLTU Tanjung Awar #1	0,3818493151	0,6181506849
2	PLTU Tanjung Awar #2	0,0023287671	0,9976712329
3	PLTU Gresik #1	0,0099657534	0,9900342466
4	PLTU Gresik #2	0,1254737443	0,8745262557
5	PLTU Gresik #3	0,1052682648	0,8947317352
6	PLTU Gresik #4	0,1166666667	0,8833333333
7	PLTU Pacitan #1	0,1275114155	0,8724885845
8	PLTU Pacitan #2	0,2752796804	0,7247203196
9	PLTGU Gresik #1	0,0520547945	0,9479452055
10	PLTGU Gresik #2	0,0657534247	0,9342465753
11	PLTGU Gresik #1.1	0,0149657534	0,9850342466
12	PLTGU Gresik #1.2	0,0094863014	0,9905136986
13	PLTGU Gresik #1.3	0,1245547945	0,8754452055
14	PLTGU Gresik #1.0	0,0368835616	0,9631164384
15	PLTGU Gresik #3.2	0,0547945205	0,9452054795
16	PLTGU Grati #2.1	0,0200913242	0,9799086758
17	PLTGU Grati #2.2	0,0251141552	0,9748858448
18	PLTGU Grati #2.3	0	1
19	PLTGU Gresik #3.1	0	1
20	IBT 500/150KV	0	1

Pada tabel 4.2 dapat diamati bahwa nilai FOR tertinggi adalah PLTU Tanjung awar unit 1 sebesar 0,3818493151 dengan kemampuan daya sebesar 300 MW. Penyebab nilai FOR tinggi dikarenakan waktu perbaikan peralatan yang panjang selama 1752 jam.

4.3 Perhitungan Momen Awal dan Momen Pusat Untuk Setiap Unit Pembangkit

a. Momen awal

Momen awal bertujuan untuk mencari nilai rata-rata dalam sistem cumulant k_1 . Untuk mencari momen awal digunakan rumus :

$$m = c * q \quad (3.1)$$

Keterangan :

m = momen awal

c = kapasitas pembangkit

q = nilai FOR

Momen awal yang dihitung menggunakan excel dapat dilihat pada tabel 4.3 dibawah ini.

Tabel 4.3 Momen Awal Setiap Unit Pembangkit

Gen no	Nama Pembangkit	m (momen awal)
1	PLTU Tanjung Awar #1	114,5547945
2	PLTU Tanjung Awar #2	0,69863013
3	PLTU Gresik #1	0,916849313
4	PLTU Gresik #2	11,54358448
5	PLTU Gresik #3	19,89570205
6	PLTU Gresik #4	22,05000001
7	PLTU Pacitan #1	38,25342465
8	PLTU Pacitan #2	82,58390412
9	PLTG Gresik #1	0,832876712
10	PLTG Gresik #2	1,052054795
11	PLTGU Gresik #1.1	1,421746575
12	PLTGU Gresik #1.2	0,90119863
13	PLTGU Gresik #1.3	11,83270548
14	PLTGU Gresik #1.0	6,085787671
15	PLTGU Gresik #3.2	5,863013699
16	PLTGU Grati #2.1	1,989041096
17	PLTGU Grati #2.2	2,48630137
18	PLTGU Grati #2.3	0
19	PLTGU Gresik #3.1	0
20	IBT 500/150KV	0

Dari hasil diatas didapat dari rumus persamaan 3.1 dengan langkah-langkah setiap unit pembangkit di kalikan dengan nilai *Unavailability*. Cara untuk menghitung momen awal sebagai berikut:

- Gen no 1 $\rightarrow m = 300 * 0,3818493151 = 114,5547945$
- Gen no 2 $\rightarrow m = 300 * 0,002328767 = 0,69863013$
- Gen no 3 $\rightarrow m = 92 * 0,0099657534 = 0,916849313$
- Gen no 4 $\rightarrow m = 92 * 0,1254737443 = 11,54358448$
- Gen no 5 $\rightarrow m = 189 * 0,1052682648 = 19,89570205$
- Gen no 6 $\rightarrow m = 189 * 0,1166666667 = 22,05000001$
- Gen no 7 $\rightarrow m = 300 * 0,1275114155 = 38,25342465$
- Gen no 8 $\rightarrow m = 300 * 0,2752796804 = 82,58390412$
- Gen no 9 $\rightarrow m = 16 * 0,0520547945 = 0,832876712$
- Gen no 10 $\rightarrow m = 16 * 0,0657534247 = 1,052054795$
- Gen no 11 $\rightarrow m = 95 * 0,0149657534 = 1,421746575$
- Gen no 12 $\rightarrow m = 95 * 0,0094863014 = 0,90119863$
- Gen no 13 $\rightarrow m = 95 * 0,1245547945 = 11,83270548$
- Gen no 14 $\rightarrow m = 165 * 0,0368835616 = 6,085787671$
- Gen no 15 $\rightarrow m = 107 * 0,0547945205 = 5,863013699$
- Gen no 16 $\rightarrow m = 99 * 0,0200913242 = 1,989041096$
- Gen no 17 $\rightarrow m = 99 * 0,0251141552 = 2,48630137$
- Gen no 18 $\rightarrow m = 99 * 0 = 0$
- Gen no 19 $\rightarrow m = 105 * 0 = 0$
- Gen no 20 $\rightarrow m = 3158,32 * 0 = 0$

b. Momen Pusat

Momen pusat adalah momen yang digunakan untuk mencari nilai M_1 , M_2 , M_3 , M_4 , dan M_5 dengan rumus sebagai berikut:

$$M_r = (x-m)^r \times \text{availability} + (x-m)^r \times \text{unavailability} \quad (3.2)$$

Keterangan :

- M = momen pusat
- x = kapasitas unit pembangkit
- m = momen awal
- r = pangkat (momen ke-)

Hasil momen pusat yang dihitung menggunakan excel dapat dilihat pada tabel 4.4 dibawah ini.

Tabel 4.4 Momen Pusat Setiap Unit Pembangkit

Gen no	Momen Pusat				
	M ₁	M ₂	M ₃	M ₄	M ₅
1	0	21243,63741	1505970,186	5,58E+08	7,155E+10
2	0	209,1009549	62438,11803	18687916	5,593E+09
3	0	83,50952412	7529,744919	685903,1	62474150
4	0	928,7554292	64003,16598	5273226	422836221
5	0	3364,448727	502004,6705	86222927	1,455E+10
6	0	3681,247501	533412,7628	90843092	1,513E+10
7	0	10012,7029	2237770,518	6E+08	1,566E+11
8	0	17955,07002	2420921,444	6,49E+08	1,309E+11
9	0	12,63234378	181,0751306	2755,152	41780,427
10	0	15,72605742	218,5275705	3283,944	49069,904
11	0	133,0445613	12260,92202	1147625	107392323
12	0	84,80171089	7903,316163	743761,5	69986999
13	0	984,0941014	70199,94831	5976126	495387823
14	0	967,1181541	147803,1439	23523839	3,738E+09
15	0	592,9675361	56494,37279	5734054	579805416
16	0	192,958784	18335,31371	1779490	172628490
17	0	239,9621411	22563,01557	2179123	210311577
18	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0

Hasil ditabel 4.4 didapatkan dari perhitungan melalui excel dengan perumusan 3.2. Momen pusat ke 1 setiap unit pembangkit memiliki nilai 0 tetapi untuk M₂-M₅ memiliki nilai yang berbeda-beda. Semakin tinggi tingkat momen pusat nya maka semakin besar nilai yang dihasilkan. Perhitungan generator no 1 dihitung sebagai berikut :

$$M_1 = (0 - 114,5547945)^1 \times 0,618150685 + (300 - 114,5547945)^1 \times 0,381849315 = 0$$

$$M_2 = (0 - 114,5547945)^2 \times 0,618150685 + (300 - 114,5547945)^2 \times 0,381849315 = 21243,63741$$

$$M_3 = (0 - 114,5547945)^3 \times 0,618150685 + (300 - 114,5547945)^3 \times 0,381849315 = 1505970,186$$

$$M_4 = (0 - 114,5547945)^4 \times 0,618150685 + (300 - 114,5547945)^4 \times 0,381849315 = 5,58E+08$$

$$M_5 = (0 - 114,5547945)^5 \times 0,618150685 + (300 - 114,5547945)^5 \times 0,381849315 = 7,155E+10$$

4.4 Perhitungan Cumulant dari Unit Pembangkit

Setelah momen awal dan momen pusat dihitung maka selanjutnya dilakukan perhitungan nilai cumulant pada setiap unit pembangkit. Cumulant dilambangkan k dengan terdiri dari k_1 , k_2 , k_3 , k_4 dan k_5 .

Hasil cumulant yang dihitung menggunakan excel dapat dilihat pada tabel 4.5 dibawah ini.

Tabel 4.5 Cumulant Setiap Unit Pembangkit

Gen no	Sistem Cumulant				
	k1	k2	k3	k4	k5
1	114,554794 5	21243,637 41	1505970,18 6	-795825415,4	-2,4837E+11
2	0,69863013	209,10095 49	62438,1180 3	18556746,69	5462760181
3	0,91684931 3	83,509524 12	7529,74491 9	664981,5684	56186096,02
4	11,5435844 8	928,75542 92	64003,1659 8	2685466,069	-171596657,8
5	19,8957020 5	3364,4487 27	502004,670 5	52264381,56	-2335518860
6	22,0500000 1	3681,2475 01	533412,762 8	50188343	-4509455500
7	38,2534246 5	10012,702 9	2237770,51 8	299617944,9	-67474229563
8	82,5839041 2	17955,070 02	2420921,44 4	-318350934,3	-3,03731E+11
9	0,83287671 2	12,632343 78	181,075130 6	2276,423351	18906,39383
10	1,05205479 5	15,726057 42	218,527570 5	2542,017408	14704,13259
11	1,42174657 5	133,04456 13	12260,9220 2	1094522,034	91079833,37
12	0,90119863	84,801710 89	7903,31616 3	722187,4598	63284851,59
13	11,8327054 8	984,09410 14	70199,9483 1	3070802,063	-195445727,1
14	6,08578767 1	967,11815 41	147803,143 9	20717886,6	2308623349
15	5,86301369 9	592,96753 61	56494,3727 9	4679222,328	244812125,6
16	1,98904109 6	192,95878 4	18335,3137 1	1667790,488	137248891,6

Lnjutan **Tabel 4.5** Cumulant Setiap Unit Pembangkit

Gen no	k1	k2	k3	k4	k5
17	2,48630137	239,96214 11	22563,0155 7	2006377,97	156168881,3
18	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0
Nilai Cumul ant	322.961615 3	60701.777 85	7670010.2 44	-656234878.5	-6.18267E+11

Pada tabel 4.5 dapat diamati bahwa hasil cumulant dari unit pembangkit dengan cara menjumlahkan semua unit pembangkit. Hasil cumulant pembangkit dari tabel 4.5 sebagai berikut:

- k1 → 322,9616153
- k2 → 60701,77785
- k3 → 7670010,244
- k4 → -656234878,5
- k5 → -6,18267E+11

Dari hasil masing-masing pembangkit akan digabungkan dengan hasil perhitungan pada cumulant beban. Penggabungan perhitungan pada sistem cumulant kemudian akan didapatkan hasil akhir.

4.5 Pengkelompokkan Data Beban dan Cumulant Beban

Sebelum menghitung momen awal, momen pusat, dan sistem cumulant pada beban maka terlebih dahulu pengkelompokkan beban sesuai dengan kelompoknya. Pengkelompokkan beban dilakukan untuk mengetahui nilai probabilitas pada beban. Beban diketahui selama 1 minggu. kemudian beban yang dibagi dalam lima kelompok memilikiukuran setiap kelompok 500 MW per 30 menit. Rumus untuk pengkelompokkan beban yaitu sebagai berikut:

$$Pg = \frac{Ng}{Nt} \quad (3.3)$$

Keterangan :

Pg = Probabilitas Kelompok

Ng = Jumlah terjadi setiap 30 menit yang ada pada periode pengamatan 1 minggu

N_t = total selama 1 minggu pengamatan

Beban sistem 150 kV di wilayah Jawa Timur sudah dijelaskan di bab 3 sehingga pengkelompokan beban dengan ukuran kelompok daya 500 MW sebagai berikut :

- $3500 - 4000 = 39$
- $4000 - 4500 = 108$
- $4500 - 5000 = 97$
- $5000 - 5500 = 84$
- $5500 - 6000 = 8$

Setelah dilakukan pengkelompokan diatas kemudian dilakukan perhitungan sesuai dengan rumus 3.3. Kemudian data daya diambil nilai di antara bilangan batas bawah dan batas atas. Dari data diatas batas bawah diambil daya beban sebesar 3500 MW dan batas atas diambil daya beban 4000 MW sehingga nilai diambil dari tengah-tengah batas atas dan batas bawah. Nilai tengah-tengah yang diambil antara 3500-4000 sebesar 3750. Pada pengkelompokan diatas yang sudah ditentukan batas tengah nya yang hasil sebagai berikut :

- $3750 = 39/336 = 0,116$
- $4250 = 108/336 = 0,322$
- $4750 = 97/336 = 0,29$
- $5250 = 84/336 = 0,247$
- $5750 = 8/336 = 0,023$

Perhitungan diatas bertujuan untuk mendapatkan nilai probabilitas pada beban. Nilai probabilitas dan nilai beban dilakukan untuk perhitungan momen awal, momen pusat, dan sistem cumulant beban. Hasil pengkelompokan beban dan nilai probabilitas dapat dilihat pada tabel 4.6 dibawah ini.

Tabel 4.6 Nilai beban dan Probabilitas

Beban (MW)	Probabilitas
3750	0,116
4250	0,322
4750	0,29
5250	0,247
5750	0,023

Pada tabel 4.6 dapat diamati bahwa nilai probabilitas tertinggi sebesar 0,322 dan beban sebesar 4250 MW. Setelah hasil data beban dan data probabilitas dihitung pada tabel 4.6 maka selanjutnya mencari nilai momen awal, momen pusat, dan cumulant beban yang akan dijelaskan dibawah ini.

a. Momen awal

Tujuan menghitung momen awal beban sama seperti menghitung momen awal pembangkit. Perhitungan momen awal beban yaitu penjumlahan dari perkalian antara beban dan probabilitas. Perhitungan momen awal beban yaitu :

$$m = (3750 \times 0,116) + (4250 \times 0,322) + (4750 \times 0,29) + (5250 \times 0,247) + (5750 \times 0,023) = 4610$$

b. Momen Pusat

Tujuan menghitung momen awal pusat beban sama seperti menghitung momen pusat pembangkit. Perhitungan momen pusat beban sebagai berikut :

$$M_1 = 0$$

$$M_2 = (3750-4610)^2 \times 0,116 + (4250-4610)^2 \times 0,322 + (4750-4610)^2 \times 0,29 + (5250-4610)^2 \times 0,247 + (5750-4610)^2 \times 0,023 = 264270,8$$

$$M_3 = (3750-4610)^3 \times 0,116 + (4250-4610)^3 \times 0,322 + (4750-4610)^3 \times 0,29 + (5250-4610)^3 \times 0,247 + (5750-4610)^3 \times 0,023 = 10815112$$

$$M_4 = (3750-4610)^4 \times 0,116 + (4250-4610)^4 \times 0,322 + (4750-4610)^4 \times 0,29 + (5250-4610)^4 \times 0,247 + (5750-4610)^4 \times 0,023 = 1,49259E+11$$

$$M_5 = (3750-4610)^5 \times 0,116 + (4250-4610)^5 \times 0,322 + (4750-4610)^5 \times 0,29 + (5250-4610)^5 \times 0,247 + (5750-4610)^5 \times 0,023 = 1,4305E+13$$

c. Cumulant beban

Setelah momen awal dan momen pusat beban sudah dihitung maka selanjutnya dilakukan perhitungan nilai cumulant beban. Perhitungan cumulant beban sebagai berikut :

- $k_1 = m_1 = 4610$
- $k_2 = M_2 = 264270,8$
- $k_3 = M_3 = 10815112$

- $k_4 = M_4 - 3 \times (M_2)^2$
 $= 1,49359E+11 - 3 \times (264270,8)^2$
 $= -60258643518$
- $k_5 = M_5 - 10 \times M_2 \times M_3$
 $= 1,4305E+13 - 10 \times 264270.8 \times 10815112$
 $= -1,42762E+13$

4.6 Sistem Cumulant

Sistem cumulant adalah penjumlahan antara cumulant pembangkit dan cumulant beban. Pada cumulant beban dan cumulant pembangkit dihitung pada sub-bab sebelumnya. Tujuan penggabungan sistem cumulant adalah untuk mendapatkan sistem cumulant total. Cara penggabungan nya sebagai berikut:

- $k_1 (\text{total cumulant}) = k_1 (\text{pembangkit}) + k_1 (\text{beban})$
- $k_2 (\text{total cumulant}) = k_2 (\text{pembangkit}) + k_2 (\text{beban})$
- $k_3 (\text{total cumulant}) = k_3 (\text{pembangkit}) + k_3 (\text{beban})$
- $k_4 (\text{total cumulant}) = k_4 (\text{pembangkit}) + k_4 (\text{beban})$
- $k_5 (\text{total cumulant}) = k_5 (\text{pembangkit}) + k_5 (\text{beban})$

Nilai pembangkit, beban, dan total pada penjumlahan sistem cumulant dapat dilihat pada tabel 4.7 dibawah ini.

Tabel 4.7 Sistem Cumulant

Cumulant	Pembangkit	Beban	Total
k1	322,9616153	4610	4932,961615
k2	60701,77785	264270,8	324972,5778
k3	7670010,244	10815112	18485122,24
k4	-656234878,5	-60258643518	-60914878396
k5	-6,18267E11	-1,42762E+13	-1,48944E+13

Tabel 4.7 dapat dijelaskan bahwa nilai k1 sebesar 4932,961615 merupakan nilai rata-rata sistem cumulant, sedangkan nilai k2 sebesar 324972,5778 adalah nilai variance sistem cumulant, kemudian untuk nilai k3 sebesar 18485122,24 merupakan nilai skewness atau nilai kemiringan sistem cumulant, dan yang terakhir adalah nilai kurtosis atau nilai keruncingan derajat puncak sistem cumulant dengan simbol k4 dengan nilai sebesar -60914878396.

4.7 Variabel Normal Standar (z)

Setelah sistem cumulant akhir dihitung maka selanjutnya mencari nilai z. Variabel random dalam distribusi normal standar kemudian diberi nama z. Nilai z adalah nilai yang menunjukkan penyimpangan suatu variabel acak (x) dari *mean* (nilai rata-rata) dalam suatu standar deviasi. Nilai z dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$z = \frac{IC - k_1}{\sqrt{k_2}} \quad (3.4)$$

Keterangan :

IC = Total kapasitas pembangkit

k₁ = *mean* (nilai rata-rata)

k₂ = *Variance*

Maka dari rumus 3.4 dapat dihitung sebagai berikut :

$$\begin{aligned} z &= \frac{5911.32 - 4931,961615}{324972,5778} \\ &= 1,71622654 \end{aligned}$$

4.8 Perhitungan LOLP

Perhitungan LOLP dapat dihitung dengan perumusan :

$$LOLP = Q(z) + F(z) \quad (3.5)$$

Sebelum menghitung LOLP maka terlebih dahulu mencari nilai Q(z) dan F(z) yang dijelaskan dibawah ini.

a. Perhitungan Q(z)

Q(z) adalah nilai normal PDF (probability density function).

Distribusi normal memiliki fungsi tentang kepadatan probabilitas pada rentang nilai yang kontinu. Distribusi normal memiliki dua buah parameter sebagai berikut :

- k₁ = nilai rata-rata sistem cumulant
- k₂ = standar deviasi sistem cumulant

Perumusan normal PDF (*probability density function*) adalah :

$$N(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{z^2}{2} \right] \quad (3.6)$$

Perhitungan $N(z)$ sebagai berikut :

$$N(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1,71622654^2}{2}\right]$$

$$= 0,091478135$$

Setelah nilai $N(z)$ dihitung maka selanjutnya menghitung nilai t untuk mencari nilai $Q(z)$. Pada perhitungan ini beberapa bilangan sudah diketahui nilai nya yaitu : r sama dengan 0,232, kemudian $b1$ sama dengan 0,319 dan $b2$ sama dengan -0,356 serta $b3$ sama dengan 1,781. Perhitungan nilai t sebagai berikut:

$$t = \frac{1}{1 + r + z}$$

$$t = \frac{1}{1 + 0,232 + 1,71622654}$$

$$= 0,715223394$$

Hasil akhir perhitungan nilai $Q(z)$ sebagai berikut :

$$Q(z) = N(z) \times ((b1 \times t) + (b2 \times (t)^2) + (b3 \times (t)^3))$$

$$= 0,091478135 \times ((0,319 \times 0,715223394) + (-0,356 \times (0,715223394)^2) + (1,781 \times (0,715223394)^3))$$

$$= 0,063820488$$

b. Perhitungan $F(z)$

$F(z)$ adalah fungsi karakteristik dari gram charlier series. Gram charlier series adalah fungsi kepadatan probabilitas yang memeriksa variabel acak kontinyu dari sistem cumulant. Rumus perhitungan untuk mencari $F(z)$ sebagai berikut :

$$F(z) = \frac{G1 \times N2}{3!} - \frac{G2 \times N3}{4!} + \frac{G3 \times N4}{5!} \quad (3.7)$$

Keterangan :

$G1,2,3$ = Faktor ekspansi

$N1,2,3,4$ = Derivatif normal PDF (*probability density function*)

Sebelum mencari $F(z)$ maka menghitung terlebih dahulu nilai $G1$, $G2$, dan $G3$. Perhitungan sebagai berikut:

- $G1 = \frac{k3}{(k2)^{1,5}} = \frac{18485122,24}{(324972,5778)^{1,5}} = 0,099782011$
- $G2 = \frac{k4}{(k2)^2} = \frac{-60914878396}{(324972,5778)^2} = -0,576806241$

- $G3 = \frac{k5}{(k2)^{2,5}} = \frac{-1,48944E+13}{(324972,5778)^{2,5}} = -0,247404376$

Setelah didapatkan nilai G1, G2, dan G3 kemudian dilakukan perhitungan *derivative* normal PDF (*probability density function*) dengan perhitungan sebagai berikut :

- $N1 = -(z \times N(z))$
 $= -(1,71622654 \times 0,091478135)$
 $= -0,156997202$
- $N2 = ((z)^2 - 1) \times N(z)$
 $= ((1,71622654)^2 - 1) \times 0,091478135$
 $= 0,177964631$
- $N3 = -2 \times N1 - z \times N2$
 $= -2 \times (-0,156997202) - 1,71622654 \times 0,177964631$
 $= 0,008566782$
- $N4 = -3 \times N2 - z \times N3$
 $= -3 \times 0,177964631 - 1,71622654 \times 0,008566782$
 $= -0,548596432$

Setelah faktor ekspansi dan nilai *derivative* normal PDF (*probability density function*) dihitung maka selanjutnya menghitung nilai F(z) dengan perhitungan sebagai berikut:

$$F(z) = \frac{G1 \times N2}{3!} - \frac{G2 \times N3}{4!} + \frac{G3 \times N4}{5!}$$

$$= \frac{0,099782011 \times 0,177964631}{3!} - \frac{(-0,576806241) \times 0,008566782}{4!} + \frac{(-0,247404376) \times (-0,548596432)}{5!} = 0,670731265$$

Hasil akhir nilai LOLP adalah $LOLP = Q(z) + F(z)$

$$LOLP = 0,063820488 + 0,670731265 = 0,734551753 \text{ hari pertahun.}$$

Standar internasional untuk nilai LOLP adalah 0,25 hari/tahun. Secara internasional sistem 150 kV masih belum memenuhi standar tersebut. PLN memiliki standar LOLP = 1 hari/tahun untuk wilayah Jawa-Bali, sistem 150 kV masih memenuhi standar tersebut.

4.9 Cara meningkatkan Keandalan Sistem

Berdasarkan pada dasar teori keadaan sistem dipengaruhi nilai FOR dari masing-masing unit pembangkit dan ketersediaan cadangan daya dalam sistem. Untuk itu dijelaskan pada subbab dibawah ini :

4.9.1 Memperkecil Nilai FOR Pembangkit

Pada sistem 150 kV di Jawa Timur, ada 2 pembangkit yang memiliki nilai FOR sangat tinggi, yaitu PLTU Tanjung Awar unit 1 dengan nilai FOR sebesar 0,3818493151, kemampuan dayanya 300 MW dan PLTU Pacitan Unit 2 dengan nilai FOR sebesar 0,2752796804 dengan kemampuan daya sebesar 300 MW.

Penyebab tingginya nilai FOR kedua pembangkit tersebut adalah sebagai berikut :

1. PLTU Tanjung Awar Unit 1
 - a. Status : PO (*Planned Outage*)
Waktu : 22/7/2015 pukul 00.00 sampai 5/10/2015 pukul 24.00
Total waktu : 1752 jam
Alasan : PO (*Serious Inspection*)
 - b. Status : PO (*Planned Outage*)
Waktu : 10/10/2015 pukul 00.00 sampai 24/11/2015 pukul 24.00
Total waktu : 1056 jam
Alasan : PO (*Serious Inspection*)
2. PLTU Pacitan Unit 2
Status : MO (*Maintenance Outage*)
Waktu : 2/01/2015 pukul 00.00 sampai 28/01/2015 pukul 24.00
Total waktu : 672 jam
Alasan : MO (perbaikan vibrasi bearing turbin)

Dari penyebab diatas dapat disimpulkan bahwa faktor terbesar yang mempengaruhi adalah waktu perbaikan yang panjang selama 1752 jam dan 1056 jam pada PLTU Tanjung Awar Unit 1. Begitu juga dengan PLTU Pacitan Unit 2 mengalami waktu outage yang panjang akibat terjadi *maintenance outage* sehingga nilai FOR menjadi tinggi.

Solusinya adalah mempercepat waktu perbaikan untuk PLTU Tanjung Awar Unit 1 dan PLTU Pacitan Unit 2 serta penanganan lebih cepat akibat akibat *planned outage* dan *maintenance outage* kedua pembangkit tersebut sehingga menyebabkan nilai FOR keduanya menjadi rendah dan keandalan sistem makin tinggi.

4.9.2 Memperbesar Cadangan Daya

Kapasitas total pembangkit untuk sistem 150 KV adalah 5911,32 MW. Sedangkan beban sistem tertinggi adalah 5682 MW. Cadangan daya yang tersedia sebesar 229,32 MW. Untuk memperbesar cadangan daya harus menambah kapasitas unit pembangkit. Untuk itu diperlukan perhitungan nilai investasi yang harus disediakan untuk membangun pembangkit baru. Penambahan pembangkit baru juga memperhatikan kurva beban sistem dan prediksi untuk beban sistem dalam beberapa tahun kedepan sehingga akan diketahui berapa kapasitas daya yang harus disediakan untuk menjamin keandalan sistem sesuai standart internasional sebesar 0,25 hari per tahun.

LAMPIRAN 2

Tabel FOR pembangkit yang terhubung pada sistem 150 kV dalam waktu 1 tahun dimulai pada tanggal 1 Januari 2015 – 31 Januari 2016

Nama Pembangkit	Status	Tanggal Mulai	Jam	Tanggal Selesai	Jam	Lama <i>Outage</i>
PLTU Tanjung Awar Unit 1	FO	13/01/2015	0.00	14/01/2015	24.00	48 Jam
	FO	9/02/2015	22.00	9/02/2015	24.00	2 Jam
	MO	19/06/2015	14.00	19/06/2015	17.30	3 Jam 30 Menit
	MO	20/06/2015	14.00	20/06/2015	17.30	3 Jam 30 Menit
	RS	15/07/2015	00.00	26/07/2015	24.00	288 Jam
	PO	22/07/2015	00.00	5/10/2015	24.00	1752 Jam
	PO	10/10/2015	00.00	24/11/2015	24.00	1056 Jam
	PE	25/11/2015	00.00	3/12/2015	24.00	192 Jam
TOTAL						3345 Jam
PLTU Tanjung Awar Unit 2	MO	16/07/2015	15.56	16/07/2015	24.00	8 Jam 4 Menit
	MO	8/09/2015	11.57	8/09/2015	24.00	12 Jam 3 Menit
TOTAL						20 Jam 4 Menit
PLTU Gresik Unit 1	MO	3/01/2015	00.00	4/01/2015	24.00	48 Jam
	MO	23/03/2015	00.00	23/03/2015	24.00	24 Jam
	MO	19/06/2015	08.00	19/06/2015	11.30	3 Jam 30 Menit
	MO	22/09/2015	08.30	22/09/2015	11.00	2 Jam 30 Menit
	MO	18/11/2015	08.30	18/11/2015	11.00	2 Jam 30 Menit
	MO	11/12/2015	08.00	11/12/2015	12.00	4 Jam
	MO	12/01/16	07.30	12/01/16	10.30	3 Jam
TOTAL						87 Jam 30 Menit
PLTU Gresik Unit 2	MO	3/01/2015	00.00	4/01/2015	24.00	48 Jam
	PO	16/05/2015	00.01	29/06/2015	24.01	1032 Jam
	MO	29/07/2015	08.45	29/07/2015	13.00	4 Jam 15 Menit
	MO	31/07/2015	08.00	31/07/2015	15.00	7 Jam
	PO	3/08/2015	08.00	3/08/2015	11.00	3 Jam
	MO	22/09/2015	08.30	22/09/2015	11.00	2 Jam 30 Menit
	MO	18/11/2015	08.30	18/11/2015	11.00	2 Jam 30 Menit
TOTAL						1099 Jam 15 Menit
PLTU Gresik Unit 3	PO	1/01/2015	00.00	29/01/2015	24.00	672 Jam
	MO	22/06/2015	00.00	22/06/2015	24.00	24 Jam
	RS	17/07/2015	07.00	19/07/2015	24.00	89 Jam

Lanjutan Lampiran 2

Nama Pembangkit	Status	Tanggal Mulai	Jam	Tanggal Selesai	Jam	Lama <i>Outage</i>
PLTU Gresik Unit 3	MO	23/07/2015	00.00	26/07/2015	24.00	72 Jam
	MO	21/09/2015	08.00	21/09/2015	11.45	3 Jam 45 Menit
	MO	17/11/2015	08.00	17/11/2015	11.00	3 Jam
	MO	18/11/2015	10.00	18/11/2015	11.00	1 Jam
	MO	27/11/2015	09.30	27/11/2015	11.00	1 Jam 30 Menit
	MO	27/11/2015	09.30	27/12/2015	11.00	45 Jam
	MO	20/01/2016	00.00	20/01/2016	11.00	11 Jam
TOTAL						922 Jam 15 Menit
PLTU Gresik Unit 4	PO	27/08/2015	00.00	10/10/2015	24.00	1008 Jam
	MO	17/11/2015	08.00	17/11/2015	11.00	3 Jam
	MO	20/01/2016	00.00	20/01/2016	11.00	11 Jam
TOTAL						1022 Jam
PLTU Pacitan Unit 1	FO	13/01/2015	00.00	14/01/2015	24.00	48 Jam
	MO	11/02/2015	08.00	11/02/2015	10.00	2 Jam
	MO	12/02/2015	08.00	12/02/2015	13.00	5 Jam
	MO	13/02/2015	07.00	13/02/2015	20.00	312 Jam
	MO	14/07/2015	08.00	14/07/2015	15.00	7 Jam
	PO	27/08/2015	07.00	28/09/2015	24.00	737 Jam
	MO	12/01/2016	09.00	12/01/2016	15.00	6 Jam
TOTAL						1117 Jam
PLTU Pacitan Unit 2	MO	1/01/2015	00.00	28/01/2015	24.00	672 Jam
	MO	2/02/2015	14.45	5/02/2015	24.00	81 Jam 15 Menit
	MO	2/02/2015	00.00	28/02/2015	24.00	648 Jam
	MO	6/03/2015	00.00	12/03/2015	24.00	168 Jam
	MO	16/04/2015	09.00	16/04/2015	12.00	3 Jam
	MO	11/06/2015	08.00	11/06/2015	24.00	16 Jam
	MO	22/06/2015	08.00	22/06/2015	16.30	8 Jam 30 Menit
	MO	4/07/2015	00.00	13/07/2015	24.00	240 Jam
	RS	14/07/2015	00.00	26/07/2015	24.00	312 Jam
	MO	26/07/2015	16.00	30/07/2015	13.00	93 Jam
	MO	5/08/2015	11.00	5/08/2015	16.00	5 Jam
	MO	9/09/2015	09.00	9/09/2015	12.00	3 Jam
	FO	25/10/2015	00.00	25/10/2015	24.00	24 Jam
	MO	6/11/2015	21.00	11/11/2015	24.00	123 Jam
	MO	10/12/2015	09.00	10/12/2015	15.00	6 Jam
	MO	13/01/2016	09.00	13/01/2016	15.00	6 Jam
	MO	27/01/2016	12.00	27/01/2016	15.00	3 Jam
TOTAL					2411 Jam 45 Menit	

Lanjutan lampiran 2

Nama Pembangkit	Status	Tanggal Mulai	Jam	Tanggal Selesai	Jam	Lama <i>Outage</i>
PLTG Gresik Unit 1	MO	27/03/2015	00.00	27/03/2015	24.00	24 Jam
	MO	30/10/2015	00.00	12/11/2015	24.00	336 Jam
	MO	24/11/2015	00.00	27/11/2015	24.00	96 Jam
TOTAL						456 Jam
PLTG Gresik Unit 2	MO	1/07/2015	00.00	7/07/2014	24.00	168 Jam
	MO	7/09/2015	00.00	23/09/2015	24.00	408 Jam
TOTAL						576 Jam
PLTGU Gresik Block 1.0	PO	12/10/2015	00.00	21/10/2015	24.00	240 Jam
	MO	21/10/2015	12.50	24/10/2015	24.00	83 Jam 10 Menit
TOTAL						323 Jam 10 Menit
PLTGU Gresik Block 1.1	MO	26/09/2015	00.00	27/09/2015	24.00	48 Jam
	MO	21/10/2015	12.50	24/10/2015	24.00	83 Jam 10 Menit
TOTAL						131 Jam 30 Menit
PLTGU Gresik Block 1.2	MO	21/10/2015	12.50	24/10/2015	24.00	83 Jam 10 Menit
TOTAL						83 Jam 10 Menit
PLTGU Gresik Block 1.3	PO	14/03/2015	00.00	2/04/2015	24.00	480 Jam
	PO	12/10/2015	00.00	2/11/2015	24.00	528 Jam
	MO	21/10/2015	12.50	24/10/2015	24.00	83 Jam 10 Menit
TOTAL						1091 Jam 10 Menit
PLTGU Gresik Block 3.1	TIDAK ADA GANGGUAN					
PLTGU Gresik Block 3.2	PO	9/01/2015	00.00	29/01/2015	24.00	480 Jam
TOTAL						480 Jam
PLTGU Grati Block 2.1	TIDAK ADA GANGGUAN					
PLTGU Grati Block 2.2	PO	5/04/2015	00.00	11/04/2015	24.00	168 Jam
	MO	25/06/2015	08.00	25/06/2015	16.00	8 Jam
TOTAL						176 Jam

Lanjutan lampiran 2

Nama Pembangkit	Status	Tanggal Mulai	Jam	Tanggal Selesai	Jam	Lama <i>Outage</i>
PLTGU Grati Block 2.3	MO	22/05/2015	00.00	22/05/2015	24.00	24 Jam
	PO	31/05/2015	00.00	6/06/2015	24.00	168 Jam
	MO	25/06/2015	08.00	25/06/2015	16.00	8 Jam
TOTAL						200 Jam
PLTA Wlingi Unit 1	TIDAK ADA GANGGUAN					
PLTA Wlingi Unit 1	PO	1/06/2015	08.00	14/06/2015	24.00	328 Jam
TOTAL						328 Jam
PLTA Sutami Unit 1	TIDAK ADA GANGGUAN					
PLTA Sutami Unit 2	PO	4/05/2015	00.00	7/05/2015	24.00	96 Jam
	PO	18/08/2015	00.00	24/08/2015	24.00	168 Jam
TOTAL						264 Jam
PLTA Sutami Unit 3	PO	5/10/2015	00.00	13/11/2015	24.00	912 Jam
	MO	20/11/2015	00.00	21/11/2015	24.00	48 Jam
TOTAL						960 Jam

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang didapat dari perhitungan dalam penulisan tugas akhir ini, dapat diambil beberapa kesimpulan, yaitu :

1. Hasil perhitungan nilai LOLP pada sistem 150 kV di Jawa Timur sebesar 0,734551753 hari per tahun. Hal ini belum dapat memenuhi standart internasional sebesar 0,25 hari per tahun tetapi telah memenuhi standart PLN 1 hari per tahun untuk sistem jamali menurut RUPTL PT. PLN 2013 -2022.
2. Faktor yang menyebabkan nilai LOLP tidak memenuhi standart internasional adalah tingginya nilai FOR pada dua pembangkit. Diantaranya PLTU Tanjung Awar Unit 1 dan PLTU Pacitan Unit 2 karena waktu *maintenance* yang cukup lama.
3. Untuk meningkatkan keandalan sistem 150 KV di Jawa Timur dilakukan dengan cara memperkecil nilai FOR dari pembangkit yang memiliki nilai FOR paling besar dan memperbesar cadangan daya terpasang sesuai prediksi beban pada masa yang akan datang dan tetap memperhitungkan nilai investasi tersebut.
4. Metode Cumulant adalah menghimpun akumulasi dari kombinasi beberapa unit pembangkit dalam mensuplai kebutuhan beban yang fluktuatif.

5.2 Saran

Saran yang diberikan untuk perbaikan tugas akhir ini adalah

1. Analisa keandalan menggunakan metoda cumulant pada tugas akhir ini dapat digunakan sebagai pertimbangan untuk prediksi keandalan di masa depan.
2. Dapat dikembangkan untuk membuat peramalan beban untuk satu tahun kedepan dengan menggunakan metode yang ada.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Marsudi, Djiteng, “Operasi Sistem Tenaga Listrik”, Graha Ilmu, Yogyakarta, 2006.
- [2] M.N.Sahadat, S.R.Deeba, Nahid-Al-Masood, “*Reliability Evaluation of Bangladesh Power System Using Cumulant Method*”. IEEE, 978-1-4244-8679-3/11.2011
- [3] Rencana Pekerjaan PT PLN (Persero) P3B APB Jawa Timur pada Tanggal 1 Januari 20015 – 31 Januari 2016.
- [4] Laporan Harian Pelaksanaan Operasi PT PLN (Persero) P3B APB Jatim pada Tanggal 18 Januari 2016 – 24 Januari 2016.
- [5] Aprinta P.P, R. Wenda, “Analisis Keandalan Sistem Interkoneksi 150 KV di Wilayah Jawa Barat Ditinjau dari Sisi Pembangkit”, Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Industri : Institut Teknologi Sepuluh Nopember. 2011.
- [6] Reza , “Analisis Keandalan Pada Sistem 150 kV di Wilayah Jawa Timur Dengan Menggunakan Metode Segmentasi”, Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Industri : Institut Teknologi Sepuluh Nopember. 2015.

Halaman ini sengaja dikosongkan

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama lengkap FRANS BUDIMAN. Biasa dipanggil Frans. Lahir di Jakarta pada tanggal 19 Juli tahun 1994. Penulis memulai pendidikan di Sekolah Dasar Negeri 01 Karangrejo Jawa Tengah kemudian melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP N 157 Jakarta Timur dan Sekolah Menengah Atas di SMK Islam PB. Soedirman 1 Jakarta. Pada tahun 2011, penulis melanjutkan pendidikan jenjang Diploma 3 di Universitas Gadjah

Mada Program Studi Elektronika dan Instrumentasi. Pada tahun 2014 penulis menyelesaikan pendidikan Diploma 3. Penulis kemudian melanjutkan pendidikan ke jenjang Sarjana di Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya dengan Program studi Teknik Sistem Tenaga Jurusan Teknik Elektro.

Email : fransbudiman35@yahoo.com